



Canada Development
Investment Corporation

La corporation de développement
des investissements du Canada

LA CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT DES
INVESTISSEMENTS DU CANADA

RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE
de 2021 à 2025

et

RÉSUMÉ DU BUDGET D'INVESTISSEMENT DE 2021

Décembre 2020

PLAN D'ENTREPRISE DE LA CDEV
TABLE DES MATIÈRES

1.0	RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE	3
2.0	MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE	6
3.0	GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION	9
4.0	RENDEMENT DE L'ENTREPRISE	10
5.0	OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CDEV POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2021 À 2025	12
6.0	SECTION FINANCIÈRE	17
	ANNEXE A-1 – ORGANIGRAMME ET CONSEIL D'ADMINISTRATION	21
	ANNEXE A-2 – ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA DE LA CDEV POUR LES EXERCICES ALLANT DE 2019 À 2025	23
	ANNEXE B – RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE DE 2021 À 2025 DE TMC	
	ANNEXE C – RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE DE 2021 À 2025 DE LA SGCH	
	ANNEXE D – RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE DE 2021 À 2025 DE LA CFUEC	

1.0 RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE

Qui nous sommes

La Corporation de développement des investissements du Canada (la « Corporation » ou la « CDEV ») a été constituée en société en 1982 conformément aux dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et elle appartient en totalité à Sa Majesté la Reine du chef du Canada. La CDEV est une société d'État mandataire inscrite à la partie II de l'annexe III de la *Loi sur la gestion des finances publiques* et elle n'est pas assujettie aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu*. La CDEV relève du Parlement par l'entremise du ministère des Finances (le « ministère »). La CDEV possède quatre filiales en propriété exclusive, soit la Société de gestion Canada Hibernia (la « SGCH »), Canada Eldor Inc. (« CEI »), la Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC ») et Financière Canada TMP Ltée (« Financière TMP »), laquelle est propriétaire de Corporation Trans Mountain (« CTM ») et de ses filiales. Le mandat principal de la CDEV est de gérer les actifs du gouvernement qui lui sont confiés dans une perspective commerciale. La CDEV entreprend également des analyses de certains actifs du gouvernement dans une perspective commerciale à la demande du ministère des Finances.

Ce que nous faisons

En 2020, la CDEV a reçu le mandat de constituer une nouvelle filiale, à savoir la CFUEC, qui s'occupe de la mise en œuvre du programme du gouvernement appelé le Crédit d'urgence pour les grands employeurs (le « CUGE »). La direction de la CDEV a joué un rôle très actif dans l'élaboration du CUGE menée en collaboration avec le gouvernement. La CDEV a nommé les membres du conseil d'administration de la CFUEC et a participé à l'embauche d'un président et chef de la direction. La CDEV a aidé la CFUEC et continue d'aider cette dernière à développer sa capacité de prêt, à établir des politiques et à constituer ses fonctions administratives.

Depuis 2019, suivant la directive du ministre des Finances, la CDEV est responsable de la collecte des sommes versées par les propriétaires aux termes des ententes de participation au bénéfice net et de participation accessoire au bénéfice net (collectivement, les « ententes de participation au bénéfice net ») dans le cadre du projet pétrolier extracôtier Hibernia, et de toutes les obligations connexes. Au cours de la période visée par le plan d'entreprise, nous continuerons à gérer le produit de la participation au bénéfice net et les fonctions d'audit.

Depuis août 2018, la CDEV, par l'entremise de sa filiale Financière TMP, détient et finance CTM et son projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (le « PARTM »). Le BAIIA de 2020 de CTM, calculé aux termes du référentiel comptable que sont les PCGR des États-Unis, devrait se chiffrer à 184 millions de dollars. En 2020, les coûts de construction du PARTM devraient s'élever à 3,0 milliards de dollars, compte non tenu des coûts de financement. La mise en service est prévue pour décembre 2022, comme prévu, et les dépenses approuvées et inscrites au budget du projet d'agrandissement, y compris les coûts de financement, demeurent les mêmes à 12,6 milliards de dollars, conformément à ce que le conseil de CTM a approuvé en juin 2019.

La SGCH détient une participation directe dans la plateforme de production pétrolière extracôtière Hibernia. La SGCH continue de dégager des bénéfices, les prévisions pour 2020 quant au volume de ventes se chiffrant à 3,15 millions de barils de pétrole. Cette projection représente une baisse par rapport à ce qui est prévu dans le plan révisé de mai 2020, soit 3,25 millions de barils. La révision de mai 2020 avait été effectuée en raison du repli du cours mondial du pétrole brut qui perdurait depuis mars 2020. Les prévisions pour 2020 quant au bénéfice net sont de 22 millions de dollars, contre un bénéfice net de 46 millions de dollars pour 2019, à cause de la chute du cours du pétrole.

CEI continue de payer les coûts relatifs à la mise hors service de l'ancien site minier et les prestations de retraite de certains anciens employés.

La CDEV, conformément à ses obligations en vertu de la *Loi sur la gestion des finances publiques*, a tenu son assemblée publique annuelle virtuellement le 17 novembre 2020.

La principale tâche de la CDEV en 2021, et ce jusqu'en 2025, sera de superviser la gestion de CTM, d'assurer la construction du PARTM et de préparer l'entité en vue de son dessaisissement. De plus, nous continuerons à assister la CFUEC dans la mise en œuvre du programme du CUGE, un programme de prêts.

Les principaux risques pesant sur la CDEV sont liés à l'incertitude quant au calendrier et au coût total du PARTM. L'obtention des permis et des terrains, ainsi que les difficultés posées par les phénomènes géotechniques et météorologiques et par la concurrence des marchés pour les ouvriers qualifiés à laquelle le secteur de la construction de la Colombie-Britannique et de l'Alberta est exposé, auront une incidence sur le calendrier et la vitesse de la construction du projet. CTM a réalisé d'importants progrès à l'égard de l'obtention des permis requis en Colombie-Britannique. La gestion des risques d'exploitation de CTM, qui sont considérables, est assurée par une équipe de direction chevronnée qui dispose de systèmes et de processus axés sur les risques.

Un des principaux risques auxquels est exposée la CFUEC est un risque d'ordre macroéconomique lié à son portefeuille de prêts accordés à des emprunteurs qui ont des problèmes financiers à cause de la pandémie de COVID-19.

Budget d'investissement

Le budget d'investissement total pour 2021 de 4,2 milliards de dollars présenté dans le tableau des flux de trésorerie (tableau 2) se compose de 4,2 milliards de dollars de dépenses d'investissement de CTM, compte non tenu des coûts de financement, plus 11 millions de dollars pour les dépenses de la SGCH.

L'estimation du coût du projet du PARTM, qui comprend les coûts de financement, demeure la même à 12,6 milliards de dollars, comme l'a approuvé le conseil d'administration de CTM.

2.0 MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE

Mandat

Les statuts constitutifs de la CDEV lui confèrent un mandat très large. La CDEV a été constituée en société afin de fournir un organe commercial aux placements de l'État et pour gérer les avoirs commerciaux du Canada. La CDEV a pour objectif principal d'exercer toutes ses activités dans l'intérêt du Canada, dans une perspective commerciale.

En novembre 2007, le ministre des Finances a écrit au président du conseil d'administration et a indiqué que la CDEV, en ce qui concerne ses activités futures, « devra dorénavant se forger un avenir axé sur la gestion continue de ses actifs actuels dans une perspective commerciale et prêter son concours au gouvernement dans la recherche de nouvelles orientations qui conviennent aux capacités de la CDEV, tout en conservant la capacité de se dessaisir de ses actifs actuels et de toute autre participation de l'État, à la demande du ministre des Finances ». La CDEV continue à exercer ses activités dans le cadre de ce mandat.

La vision de la CDEV : être la ressource principale de l'État canadien en matière d'évaluation, de gestion et de dessaisissement de ses actifs commerciaux.

La mission de la CDEV : agir dans l'intérêt du Canada, au nom du ministre des Finances, et offrir un jugement et des pratiques commerciales solides en matière d'évaluation, de gestion et de dessaisissement des actifs de l'État canadien.

Aperçu des activités

Les activités de la CDEV sont déterminées par les priorités du gouvernement. La Corporation et ses filiales sont gérées dans une perspective commerciale, selon les politiques et les directives établies par le gouvernement. La CDEV a géré la vente de certains actifs de l'État et a aidé le gouvernement, à sa demande, en effectuant des analyses de certains actifs du gouvernement fédéral.

Financière Canada TMP Ltée

Financière TMP est propriétaire de CTM et en est également l'entité de financement. Il est prévu que Financière TMP recevra des fonds du gouvernement afin de pourvoir aux besoins en trésorerie de CTM. Il est actuellement prévu que le financement sera assuré à 100 % par des emprunts sur le Compte du Canada.

En vertu d'un accord de financement intervenu entre Financière TMP et CTM, 55 % des fonds avancés à CTM sont sous forme de prêts et 45 %, sous forme de capitaux propres. Les prêts payables par CTM à Financière TMP portent intérêt au taux de 5,0 %.

Cette structure est conforme à l'entente relative au régime de droits intervenue entre la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») et les expéditeurs du pipeline Trans Mountain. Il est prévu que Financière TMP devra emprunter des fonds pour payer une partie de ses frais d'intérêt en plus des emprunts pour financer les dépenses d'investissement de CTM à l'égard du PARTM.

Corporation Trans Mountain

Veillez vous reporter à l'annexe B pour obtenir de plus amples renseignements sur CTM et son plan quinquennal. CTM détient la société en commandite Trans Mountain Pipeline Limited (l'exploitant du pipeline Trans Mountain), Trans Mountain Pipeline ULC, (l'entité réglementée et le commandité du pipeline), Trans Mountain Canada Inc. (l'employeur et l'entité de service) et Trans Mountain Puget Inc. (qui détient la section américaine du réseau), comme l'illustre l'organigramme qui figure à l'annexe A-1. En 2019, CTM a reçu l'autorisation réglementaire de reprendre la construction du PARTM. Les travaux de construction de 2020 ont porté sur les installations ainsi que sur les travaux menés sur le terrain et au large des côtes du terminal maritime Westridge et du terminal Burnaby. Les travaux de construction du pipeline ont progressé sur les tronçons situés près d'Edmonton et sur d'autres tronçons, en prévision de l'intensification des travaux qui devrait commencer vers la fin du quatrième trimestre de 2020 et atteindre un point culminant en 2021. L'estimation du coût du projet du PARTM, qui comprend les coûts de financement, demeure la même à 12,6 milliards de dollars et la mise en service devrait avoir lieu en décembre 2022, l'achèvement complet étant prévu pour le milieu de 2023.

Participation au bénéfice net

En août 2019, le gouvernement a transféré la responsabilité du Canada conformément à l'entente de participation au bénéfice net (la « PBN ») et à l'entente de participation accessoire au bénéfice net (la « PABN ») (conjointement, la « PBN ») du projet de développement Hibernia du ministre des Ressources naturelles à la CDEV par voie d'un protocole d'entente signé. La PBN permet au gouvernement, et désormais à la CDEV, de recevoir environ 10 % de tous les bénéfices de la production pétrolière du champ principal d'Hibernia (c'est-à-dire la PBN) ainsi que 10 % des redevances provenant des activités accessoires d'Hibernia (c'est-à-dire la PABN), comme le prolongement sud d'Hibernia. Le bénéfice net s'entend des produits spécifiques, diminués de certaines charges d'exploitation et dépenses d'investissement en trésorerie engagées par les propriétaires, moins les paiements de redevances. Pour s'acquitter des responsabilités qui lui incombent en vertu de l'entente, la CDEV fera appel à des particuliers et (ou) à des cabinets professionnels pour auditer les soumissions liées au PBN présentées par les propriétaires d'Hibernia. Les rentrées de la PBN sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de trésorerie dans la réserve au titre de la participation au bénéfice net, qui est une composante des capitaux propres. Lorsque des dividendes sont payés à partir des rentrées de la PBN, ils sont comptabilisés comme un dividende à partir de la réserve au titre de la participation au bénéfice net.

La SGCH

La SGCH a été créée en mars 1993 aux seules fins de détenir, de gérer, d'administrer et d'exploiter une participation directe de 8,5 % dans le projet Hibernia. L'objectif principal de la SGCH est de gérer de manière commerciale sa participation dans le projet Hibernia, s'assurant ainsi que l'actif demeure prêt à la vente si jamais l'État canadien décidait de s'en dessaisir. Ces fonctions sont assurées par une équipe de direction chevronnée qui opère à partir de Calgary, et un conseiller technique a pour mandat de préparer des rapports d'évaluation technique et économique des réserves (voir l'annexe C).

Mandats de vente et examens d'actifs

À l'heure actuelle, aucun mandat de vente et aucun examen d'actifs par la CDEV n'est en cours.

CEI

CEI, par l'entremise de Cameco, gestionnaire et détenteur de la licence d'exploitation du site minier Beaverlodge, continue de gérer les biens pour lesquels elle a reçu une licence. Des projets ont été entrepris en vue de transférer les biens au programme de contrôle institutionnel (« CI ») du gouvernement de la Saskatchewan pendant la période d'autorisation actuelle pour les biens, qui se termine en 2023.

Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada

La Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada a été établie en mai 2020 pour soutenir la reprise des entreprises et des secteurs d'activités du Canada par suite de l'incidence économique de la situation d'urgence engendrée par la pandémie de COVID-19 en administrant le crédit d'urgence pour les grands employeurs (« CUGE »).

Le mandat de la CFUEC consiste à offrir du financement aux grandes entreprises canadiennes qui sont autrement incapables d'obtenir du financement additionnel sur les marchés des capitaux en raison du contexte caractérisé par la hausse du risque de crédit. La CFUEC accorde des prêts en fonction des modalités figurant dans la liste des modalités jointe à la lettre de mandat qui a été fournie par le ministre des Finances. En décembre 2020, deux prêts totalisant 320 millions de dollars avaient été accordés par la CFUEC; de ce montant, 110 millions de dollars avaient été prélevés. (Voir l'annexe D du résumé du plan d'entreprise de la CFUEC). Il convient de noter que, compte tenu des dispositions des IFRS, les résultats financiers de la CFUEC et ceux de la CDEV n'ont pas été consolidés et, par conséquent, les tableaux de résultats financiers ci-joints ne tiennent pas compte des résultats de la CFUEC.

3.0 GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION

La gestion de la CDEV est assurée par une équipe établie à Toronto, en Ontario. Le 30 septembre, après 14 ans de service, le vice-président directeur de la CDEV quittait ses fonctions pour prendre sa retraite. Le processus de nomination par décret d'un président et chef de la direction est en cours. Entre-temps, la direction de la CDEV relève du président du conseil. La direction travaille en étroite collaboration avec des conseillers, des avocats ainsi qu'avec les membres du conseil d'administration et ceux de la direction des filiales en vue d'assurer la bonne marche de la Corporation et de ses filiales.

La CDEV relève du Parlement par l'entremise du ministère des Finances. Le conseil d'administration de la CDEV surveille et supervise les activités et les affaires de la CDEV. À l'heure actuelle, le conseil d'administration de la CDEV est composé d'un président du conseil, nommé le 27 mars 2019, et de six autres administrateurs. L'annexe A-1 présente l'organigramme de la Corporation et la liste actuelle des membres du conseil d'administration et des dirigeants de la CDEV.

COVID-19

La COVID-19 a eu une incidence sur les filiales de la CDEV, qui sont décrites dans les plans d'entreprise respectifs en annexe. Les activités de la CDEV n'ont pas été touchées de manière notable. Les bureaux de la CDEV ont été fermés lors de la première vague et ont fonctionné avec un personnel très réduit tout au long de 2020. Un ordinateur et un accès ont été fournis à chacun des employés à des fins de télétravail. La COVID-19 n'a pas eu d'incidence sur la performance opérationnelle.

4.0 RENDEMENT DE L'ENTREPRISE

4.1 Évaluation des résultats de 2020

Le tableau ci-dessous présente notre rendement réel en 2020 comparativement aux objectifs énoncés dans le plan d'entreprise de 2020 à 2024 :

Objectifs de 2020	Résultats de 2020
Superviser et surveiller CTM et lui fournir un soutien stratégique.	La CDEV a poursuivi ses solides relations de travail avec la direction de CTM; elle a participé à la planification stratégique et aux séances d'examen et a aidé CTM à se convertir en société d'État. La CDEV a retenu les services de sous-traitants pour travailler avec l'équipe de gestion du PARTM.
Financière TMP doit fournir du financement à CTM.	Financière TMP a négocié une augmentation de ses facilités de crédit auprès d'Exportation et développement Canada et une entente de financement avec CTM pour financer le PARTM.
Gérer la participation directe dans Hibernia par l'intermédiaire de la SGCH; maintenir les actifs de manière à ce qu'ils soient prêts en vue de leur éventuel dessaisissement et en maximiser la valeur dans la mesure du possible.	Les résultats financiers se sont situés très en dessous des prévisions initiales en raison de la chute importante du cours mondial du pétrole brut. La CDEV a investi 10 millions de dollars dans le fonds pour abandon en 2020.
Gérer la SGCH de façon efficiente et en maximiser la valeur malgré sa participation limitée de 8,5 %.	La quote-part de la production de la SGCH devrait être de 9,1 milliers de barils par jour, ce qui est supérieur à la production prévue dans le plan initial de 2020 qui était de 8,5 milliers de barils par jour et supérieur au chiffre de 8,9 milliers de barils par jour figurant dans le plan révisé de mai 2020. Toutefois le prix moyen du pétrole n'était que de 38 \$ US alors que, dans le plan initial, on s'attendait à ce que le prix moyen du pétrole s'établisse à 62 \$ US, et à 30 \$ US selon le plan révisé de mai 2020. Pour ce qui est du bénéfice net, les prévisions pour 2020 sont de 22 millions de dollars seulement, contre un bénéfice net de 46 millions de dollars selon les chiffres réels de 2019.
Gérer les mandats de vente des actifs de l'État.	La CDEV n'a eu à gérer aucun mandat de vente en 2020.

Faire preuve d'efficacité opérationnelle et de souplesse pour répondre aux exigences du ministère des Finances.	Notre capacité à aider le ministère des Finances a été mise en évidence par l'aide fournie par la CDEV lors de l'établissement du programme du CUGE et la constitution de la nouvelle filiale, la CFUEC.
Gérer CEI Canada et ses obligations.	CEI continue de superviser la gestion par Cameco des activités de remise en état d'un site et les prévisions budgétaires. Transfert de 20 biens en 2020 au programme de contrôle institutionnel du gouvernement de la Saskatchewan.
Gérer les responsabilités liées à l'attribution de la PBN à la CDEV.	Nous avons géré la collecte des sommes versées par les propriétaires d'Hibernia au titre de la PBN, et les responsabilités liées aux fonctions d'audit en ce qui a trait aux versements reçus aux termes de l'entente de la PBN.

Corporation Trans Mountain

Depuis son acquisition jusqu'à la fin de 2020, CTM aura dépensé 4,2 milliards de dollars (à l'exclusion des coûts de financement) pour le projet. En 2020, les efforts ont porté sur les activités de construction au terminal d'Edmonton, au terminal de Burnaby, au terminal maritime de Westridge ainsi que sur les travaux des tronçons 1 (région d'Edmonton) et 2 (de Stony Plain, en Alberta, à Hinton, en Alberta) du pipeline.

L'encours des emprunts sur le Compte du Canada au 31 décembre 2020 devrait s'élever à 4,7 milliards de dollars pour la facilité d'acquisition et à 4,3 milliards de dollars pour la facilité de construction (voir le tableau 2).

5.0 OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CDEV POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2021 À 2025

Les objectifs principaux de la CDEV sont de gérer d'une façon commerciale les intérêts du gouvernement qui lui sont confiés. Les principaux domaines d'activités pour l'exercice 2021 et les années subséquentes sont les suivants :

- Superviser et surveiller Corporation Trans Mountain et lui fournir un soutien stratégique. Conformément au plan d'entreprise de CTM (annexe B), les objectifs clés de CTM pour l'exercice 2021 sont :
 - de poursuivre l'exploitation du réseau pipeline Trans Mountain et du réseau de Puget existants de façon sûre et efficiente;
 - de construire le projet d'agrandissement du réseau pipeline Trans Mountain d'une manière sûre, respectueuse de l'environnement et commercialement viable.
- Financière TMP assure le financement de CTM pour ses besoins d'exploitation et de financement. Les projections financières ci-jointes supposent que 100 % du financement du PARTM prendra la forme de prêts du Compte du Canada à Financière TMP.
- Demeurer prête à céder l'actif de CTM, en tenant compte du moment optimal de la cession par rapport aux risques du projet. Cela comprendra notamment l'embauche de conseillers financiers pour fournir des conseils de structuration et des conseils stratégiques à l'égard de la cession de CTM. De plus, examiner les moyens permettant aux groupes autochtones de participer à la cession à des conditions commerciales.
- Assister la CFUEC dans la mise en œuvre du CUGE avec l'apport d'employés en détachement de la CDEV qui exécuteront des tâches se rapportant à la CFUEC et développer les fonctions administratives de la CFUEC.
- Gérer notre participation directe dans le champ pétrolifère Hibernia par l'entremise de notre filiale, la SGCH, avec une approche commerciale prudente.
- Continuer à maintenir la SGCH sur la voie d'une vente éventuelle.
- Gérer toute responsabilité liée à l'attribution de la PBN à la CDEV, y compris toute fonction d'audit et les rentrées de tout produit de la PBN provenant des propriétaires d'Hibernia.
- Gérer les activités de la CDEV de manière à maintenir sa capacité à exécuter toutes les tâches qui lui sont confiées de façon efficiente. Il s'agit notamment de s'assurer que les employés et la direction sont mobilisés et reçoivent une formation sur les enjeux pertinents, comme la mise en place d'une infrastructure informatique appropriée pour le travail à domicile, de demeurer en communication avec les conseillers éventuels et de maintenir un niveau de liquidités suffisant pour financer les éventualités et les nouveaux projets.
- Participer à l'examen des actifs du gouvernement à la demande du ministre des Finances et demeurer disponibles et prêts à répondre aux besoins du gouvernement en ce qui a trait à tout mandat futur compte tenu des moyens et des compétences de la CDEV.

5.1 Corporation Trans Mountain

Veillez vous reporter à l'annexe B pour obtenir de plus amples renseignements sur les objectifs et les stratégies de CTM. Corporation Trans Mountain a pour mandat de détenir et d'exploiter le réseau pipelinier Trans Mountain et de réaliser le projet d'agrandissement connexe en temps opportun et d'une manière viable du point de vue commercial.

CTM mettra l'accent sur une exploitation efficiente et rentable du pipeline d'une manière conforme à son programme d'environnement, de santé et de sécurité. Les produits tirés des services de transport réglementés sont tributaires des tarifs établis par la Régie et des volumes transportés prévus.

Le PARTM

CTM poursuivra le développement du PARTM d'une façon commercialement viable en respectant les normes environnementales, de santé et de sécurité, ainsi que les meilleures pratiques. Le calendrier de construction actuel du PARTM prévoit que les activités de construction atteindront leur point culminant en 2021. L'exécution du projet de construction se fera par étapes tout au long de 2021 et de 2022 et les activités de mise en service et d'essai sont prévues pour la fin de 2022. À l'heure actuelle, la mise en service du PARTM est prévue pour décembre 2022 au plus tard. Les derniers travaux visant quelques réservoirs et le prolongement du quai devraient être finis d'ici le milieu de 2023.

L'estimation du coût du PARTM, y compris les coûts de financement, demeure 12,6 milliards de dollars, laquelle comprend un fonds pour éventualités de 0,5 milliard de dollars.

5.2 Financière Canada TMP Ltée

Financière TMP continuera d'avoir accès à du financement par emprunt à partir du Compte du Canada géré par l'EDC. Financière TMP financera CTM selon un ratio de 55 % de capitaux empruntés et de 45 % de capitaux propres. À l'heure actuelle, compte tenu du fait que Financière TMP emprunte 100 % de ses besoins financiers (à un taux d'intérêt de 4,7 %), mais prête seulement 55 % de ce montant à CTM (à un taux d'intérêt de 5,0 %), ses flux de trésorerie seront insuffisants. Si Financière TMP continue à être financée à 100 % par des capitaux empruntés, elle sera tenue de prélever des fonds sur sa facilité de construction afin de payer certains intérêts sur les facilités pour l'acquisition et la construction. Une partie des frais d'intérêt sera inscrite à l'actif pendant la construction, ce qui réduira la perte comptable de Financière TMP et de la CDEV.

Le ministre des Finances a autorisé un emprunt de 5,1 milliards de dollars sur la facilité de construction, qui passe ensuite à 6,1 milliards de dollars le 1^{er} janvier 2021, et ce, jusqu'au 31 mars 2021.

5.3 La Société de gestion Canada Hibernia

L'annexe C présente de plus amples renseignements sur les objectifs et les stratégies de la SGCH. Le volume de ventes prévu de barils de pétrole de la SGCH pour 2021 est de 3,1 millions de barils alors que les prévisions pour 2020 étaient de 3,15. Le prix du pétrole brut devrait augmenter en 2021 pour se fixer à 45 \$ US le baril, alors qu'un prix de 38 \$ US le baril avait été prévu pour 2020.

Les dividendes versés par la SGCH devraient se situer dans une fourchette de 29 à 60 millions de dollars par année au cours de la période visée par le plan d'entreprise. Puisque la SGCH est une société qui ne possède qu'un seul actif, celle-ci garde des fonds en réserve pour pourvoir à ses obligations liées à la mise hors service du projet Hibernia. À la fin de 2020, la SGCH a constitué une réserve d'environ 102 millions de dollars dans le compte du Trésor ainsi qu'un montant de 61 millions de dollars sous forme d'autres actifs financiers, notamment pour couvrir les coûts d'abandon. La SGCH prévoit investir 10 millions de dollars par année dans le fonds d'abandon pendant la durée du plan.

Le plan d'entreprise de 2021 de la SGCH prévoit un bénéfice net de 26 millions de dollars, soit un montant légèrement supérieur aux prévisions de 22 millions de dollars en 2020. Les dividendes versés par la SGCH devraient se chiffrer à 47 millions de dollars en 2021 comparativement aux prévisions de 74 millions de dollars en 2020. La diminution des dividendes en 2021 par rapport à 2020 résulte d'une augmentation du dividende de 2020 sur le surplus de liquidités qui n'avait pas été distribué pendant la période où les prix du pétrole étaient bas. Les prévisions actuelles à l'égard des dépenses d'investissement futures sont à la baisse étant donné qu'aucun nouveau puits ne sera foré au cours des prochaines années.

5.4 Participation au bénéfice net

Le transfert de la participation au bénéfice net à la CDEV lui permet de recevoir un paiement de la part des propriétaires d'Hibernia qui correspond à 10 % du bénéfice net. Au cours de la période visée par le plan, les montants à recevoir ont été estimés selon les paiements prévus par la SGCH et en appliquant un facteur fondé sur sa part de la production du champ.

Afin de respecter les obligations de la CDEV au titre de la PBN, la CDEV a retenu les services d'un cabinet d'audit afin de passer en revue les soumissions des propriétaires au titre de la PBN et de finaliser les déterminations au titre de la PBN.

5.5 Canada Eldor Inc.

CEI a des obligations relativement à la remise en état d'un site minier d'uranium désaffecté d'Eldorado Nuclear dans le nord de la Saskatchewan et au paiement des coûts relatifs au régime d'avantages sociaux des anciens employés. CEI est aussi une partie défenderesse dans un recours collectif en suspens intenté il y a plusieurs années dans le comté de Deloro en Ontario.

CEI continuera de payer à Cameco les coûts associés aux activités de remise en état de la mine, les frais réglementaires et les coûts relatifs au régime d'avantages sociaux des anciens employés. Les dépenses prévues pour l'exercice 2021 sont de 2,0 millions de dollars et les dépenses pour la période entière de 2021 à 2025 visée par le plan se chiffrent à 8,4 millions de dollars. Une tranche de 1,1 million de dollars de ces dépenses se rapporte à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »). CEI possède des actifs de 13,5 millions de dollars pour payer ces coûts attendus. Les paiements à Cameco relatifs aux prestations définies aux anciens employés s'établissent en moyenne à 100 000 \$ par année. CEI prélèvera un montant de 5 millions de dollars du compte du Trésor en 2021.

L'état du projet et les enjeux en suspens

La CCSN a approuvé des renouvellements de permis pour les biens de Beaverlodge en 2013 pour une période de dix ans se terminant en 2023. Il est prévu que d'ici à l'échéance des permis, les 65 biens soient transférés au programme de contrôle institutionnel (« CI ») du gouvernement de la Saskatchewan.

5.6 Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada

En mai 2020, la Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC ») a été constituée pour procéder à la mise en œuvre d'un nouveau programme du gouvernement, le Crédit d'urgence pour les grands employeurs (le « CUGE »). La CFUEC est une filiale en propriété exclusive de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV »), une société d'État fédérale. La CDEV relève du Parlement par l'intermédiaire du ministre des Finances.

Comme 2020 était le premier exercice partiel d'activités de la CFUEC, celle-ci n'a pas de résultats financiers passés. Depuis le lancement du CUGE vers la fin de mai 2020, la CFUEC a reçu des demandes de prêt d'emprunteurs potentiels, a procédé à des contrôles diligents préalables et à des analyses de plusieurs demandes de prêts.

À l'automne 2020, la CFUEC a consenti ses deux premiers prêts, le premier s'élevant à 200 millions de dollars et le deuxième, à 120 millions de dollars. Les prélèvements sur les prêts financés totalisaient 110 millions de dollars au 31 décembre 2020.

5.7 Examen des actifs de l'État et des mandats de vente

Examen des actifs de l'État

Nous demeurons disponibles et prêts à commencer l'examen des sociétés d'État ou d'autres actifs si le gouvernement nous en fait la demande. Nos principales fonctions consistent à conseiller le ministère des Finances, à préparer des énoncés des travaux bien définis en collaboration avec le ministère des Finances, à choisir un conseiller au moyen d'un processus rigoureux et équitable et à produire des rapports éclairants pour le gouvernement.

La vente de Ridley Terminals Inc. s'est conclue en décembre 2019. La CDEV a reçu 350 millions de dollars en trésorerie au nom du gouvernement pour la vente de 90 % des actions de RTI à l'acheteur commercial.

5.8 Sommaire des risques et des mesures d'atténuation des risques

La CDEV et ses filiales sont exposées à certains risques. Les risques liés à CTM, à la SGCH et à la CFUEC sont décrits en détail dans leurs plans d'entreprise respectifs (se reporter aux annexes B, C et D). Les principaux risques auxquels est exposée la CDEV (non consolidée) ont trait à la réputation.

Au cours du dernier exercice, CTM a collaboré étroitement avec le gouvernement de la Colombie-Britannique pour accélérer l'émission des permis et nous nous attendons à ce que tous les permis importants soient obtenus d'ici février 2021 pour permettre une construction sans interruption en 2021. Cela a réduit le risque lié à l'obtention des permis.

Le risque que les coûts augmentent demeure important à cause de l'imprévisibilité des conditions météorologiques, des difficultés techniques et des enjeux géologiques qui pourraient avoir une incidence sur l'échéancier qui est déjà serré en raison du caractère saisonnier de la construction. De plus, le risque d'une augmentation des coûts imputable à la productivité réelle des entrepreneurs est important.

Le programme de CUGE comporte un niveau de risque élevé en fonction des modalités et des critères d'admissibilité établis par suite du décret émis à l'intention de la CFUEC. La CFUEC présente un faible niveau de tolérance au risque à l'égard des autres facteurs qu'elle peut contrôler ou sur lesquels elle peut exercer une influence. La CFUEC a une grande tolérance aux risques macroéconomiques et aux pertes financières éventuelles suivant les modalités du programme du CUGE; toutefois, elle surveillera les activités de son portefeuille de prêts afin de limiter toute perte sur les prêts consentis.

CEI est assujettie à des obligations et ne peut obtenir des fonds additionnels. Elle s'en remet à Cameco pour gérer et budgéter les activités liées à la remise en état d'un site. Une mesure d'atténuation importante de ces risques réside dans le transfert des biens au contrôle institutionnel, ce qui aura pour effet de diminuer de façon importante les coûts de surveillance. Cependant, ces transferts ne suppriment pas complètement les obligations de CEI ayant trait à de futures incidences environnementales et les coûts financiers connexes.

6.0 SECTION FINANCIÈRE

6.1 Aperçu financier pour l'exercice 2020

Compte non tenu des résultats financiers de la CFUEC, la CDEV prévoit une perte nette consolidée de 39 millions de dollars pour 2020, ce qui comprend un bénéfice de 22 millions de dollars provenant de la SGCH, un bénéfice d'exploitation de 116 millions de dollars (déduction faite des ajustements liés aux IFRS et avant intérêts et impôts) de CTM, moins la perte de 62 millions de dollars de Financière TMP (compte tenu du coût financier net et de certains intérêts incorporés dans le coût de l'actif) et moins les charges d'exploitation de la CDEV qui sont présentées dans le tableau 4.

Les dividendes de 2020 versés à l'État à partir de la réserve au titre de la PBN devraient se chiffrer à 74 millions de dollars et ceux versés à partir des capitaux propres, lesquels affichent à l'heure actuelle un déficit, à 89 millions de dollars, par rapport à des dividendes de 12 millions de dollars et de 51 millions de dollars, respectivement, pour 2019. (Se reporter aux tableaux 2 et 3 ci-dessous).

Il y a lieu de consulter l'annexe pour les projections financières pro forma (exercice clos en décembre) (dans les tableaux suivants, les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué) :

Tableau 1 – États consolidés de la situation financière

Tableau 2 – Tableaux consolidés des flux de trésorerie

Tableau 3 – États consolidés des variations des capitaux propres

Tableau 4 – États consolidés du résultat global

Les principales hypothèses se rapportant aux tableaux susmentionnés sont décrites à la section 6.3.

6.2 Rapports financiers trimestriels

La CDEV publie des états financiers trimestriels, lesquels sont affichés en français et en anglais sur son site Web (www.cdev.gc.ca) dans les 60 jours suivant la fin de chaque trimestre.

6.3 Commentaires, faits saillants et principales hypothèses des projections financières

États résumés du résultat net et tableaux résumés des flux de trésorerie de la CDEV (de 2020 à 2025), compte non tenu des résultats de la CFUEC :

en millions de dollars (conformément aux IFRS)	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Ventes de pétrole de la SGCH (en millions de barils)	3,15	3,10	2,44	2,27	2,77	2,99
Prix par baril (en \$ CA)	51	59	64	69	72	75
Produits nets tirés du pétrole brut	121	130	116	119	143	159
Flux de trésorerie liés à l'exploitation de la SGCH	94	73	87	70	89	100
Dépenses d'investissement de la SGCH	16	11	19	28	26	27
Fonds liés à l'abandon	10	10	10	10	10	10
Dividendes de la SGCH versés à la CDEV	74	47	55	29	49	60
Rentrées de la PBN (incluant celle de la SGCH)	80	110	87	85	117	158
(Perte nette) de Financière TMP compte non tenu des intérêts inscrits à l'actif	(318)	(412)	(577)	199	240	192
Flux de trésorerie liés à l'exploitation de CTM avant les variations des éléments du fonds de roulement *	100	88	54	1 087	1 138	1 064
Dépenses d'investissement des activités poursuivies de CTM	71	70	46	49	40	42
Dépenses d'investissement en trésorerie pour le PARTM	2 957	3 923	1 518	67	–	–

* Des ajustements majeurs ont été apportés aux éléments hors trésorerie du fonds de roulement en raison du remboursement des primes au quai qui font partie des éléments courants et non courants, mais qui ne sont pas de nature opérationnelle.

Prévisions des produits de la SGCH et des rentrées de la PBN

Les produits de la SGCH et les rentrées de la PBN influent sur les dividendes que la CDEV verse à l'État et sont tributaires de la production de pétrole d'Hibernia, des prix du pétrole brut et des dépenses d'investissement, tous des facteurs qui échappent au contrôle direct de la SGCH ou de la CDEV. La production d'Hibernia sera inférieure en 2022 et en 2023 du fait de l'interruption du forage de nouveaux puits qui a commencé en 2020. Le prix du pétrole brut fluctuera, mais il n'existe pas de moyen fiable pour prédire le prix du pétrole brut à long terme puisque le marché à terme n'est pas fluide.

Emprunts à payer au Compte du Canada

En 2020, Financière TMP a signé une entente modifiée visant la facilité de crédit de construction pour augmenter le montant maximal en cours à 11,6 milliards de dollars.

6.3.2 Hypothèses pour la période visée par le plan

Le présent plan d'entreprise repose sur les hypothèses suivantes :

La Corporation de développement des investissements du Canada (non consolidé)

- 1) Charges d'exploitation – Les projections financières supposent que la direction et le conseil d'administration continuent d'assurer une gestion rigoureuse des dépenses. Les charges administratives (salaires, avantages sociaux et autres) sont de 4 millions de dollars par année au cours de toute la période visée par le plan d'entreprise. Ce montant est semblable à celui des années précédentes, mais il est difficile à prédire. Les charges accrues liées à l'établissement de la CFUEC ont été imputées à la CFUEC.
- 2) Les honoraires professionnels engagés par la CDEV, Financière TMP et CEI à l'égard des conseillers de CTM et des cabinets professionnels chargés de l'audit de la PBN devraient être d'environ 5 millions de dollars pour l'exercice 2021 et les années subséquentes.
- 3) Cours de change – le cours de change utilisé par la CDEV et la SGCH est de 1,31 dollar canadien pour 1 dollar américain. CTM a utilisé un cours de change de 1,35.

La Société de gestion Canada Hibernia

- 4) Produits et charges d'exploitation – Les produits et charges d'exploitation de la SGCH sont présentés en détail à l'annexe C.

Canada Eldor Inc.

- 5) Les frais de remise en état d'un site devant être engagés au cours de la période visée par le présent plan d'entreprise s'élèvent à 6,9 millions de dollars.
- 6) Les intérêts sur les fonds déposés au compte du Trésor sont comptabilisés à un taux correspondant à 90 % du taux des bons du Trésor à 90 jours. Les réserves pour la remise en état d'un site sont majorées de 2 % par année pour tenir compte de l'inflation et actualisées au taux des bons du Trésor à 3 ans.

Financière Canada TMP Ltée

- 7) Les emprunts contractés auprès d'EDC portent intérêt au taux de 4,7 % par année et comprennent des commissions d'engagement de 0,065 % sur les montants non utilisés. Les prêts de CTM (55 % du financement) rapportent des intérêts de 5,0 % tandis que les apports en capitaux propres restants ne portent pas intérêt. La commission d'engagement sur la facilité de crédit de la Régie est de 0,30 %. Les autres commissions d'engagement sur la facilité de crédit pour la construction s'établissent à 0,065 % et sont imputées sur les montants non utilisés selon les limites approuvées des facilités d'emprunt.

Corporation Trans Mountain

- 8) Le pipeline existant devrait générer un BAIIA de plus de 180 millions de dollars (aux termes des PCGR des États-Unis) jusqu'à l'entrée en service du projet d'agrandissement. À l'entrée en service, le BAIIA augmentera sensiblement en raison de la hausse des droits et des volumes sur l'ensemble du système. Afin de s'assurer d'avoir des données financières comparatives à l'égard de périodes antérieures ou de groupes de comparaison, CTM prépare ses états financiers selon le référentiel comptable des entreprises réglementées aux termes des PCGR des États-Unis. La CDEV prépare ses informations financières conformément aux IFRS. Par conséquent, elle rend les informations financières de CTM conformes aux IFRS à des fins de consolidation. La CDEV présente donc les postes de l'état du résultat net ci-dessous, à la fois conformément aux PCGR des États-Unis et aux IFRS, avec les écritures d'ajustement appropriées.

CTM en millions de dollars	2021	2022	2023	2024	2025
BAIIA – PCGR des É.-U.	182	183	1 486	1 519	1 420
Fonds devant être utilisés pendant la construction (contrats d'achat ferme « Firm 50 »)	34	2	0	0	0
BAIIA – IFRS	216	185	1 486	1 519	1 420

Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada

- 10) Comme il a été mentionné précédemment, les résultats financiers de la CFUEC n'ont pas été consolidés avec ceux de la CDEV. Les projections financières de la CFUEC figurent à l'annexe D.

6.4 Budget d'investissement

La CFUEC, Financière TMP et CEI n'exercent pas d'activités hautement capitalistiques et ne requièrent aucune dépense d'investissement pour du matériel ou pour d'autres acquisitions au cours de l'exercice 2021.

Le budget d'investissement total pour 2021 qui sera approuvé par le Conseil du Trésor, y compris les intérêts inscrits à l'actif, se chiffre à 4,2 milliards de dollars.

Sommaire des dépenses d'investissement (selon le tableau des flux de trésorerie – tableau 2)

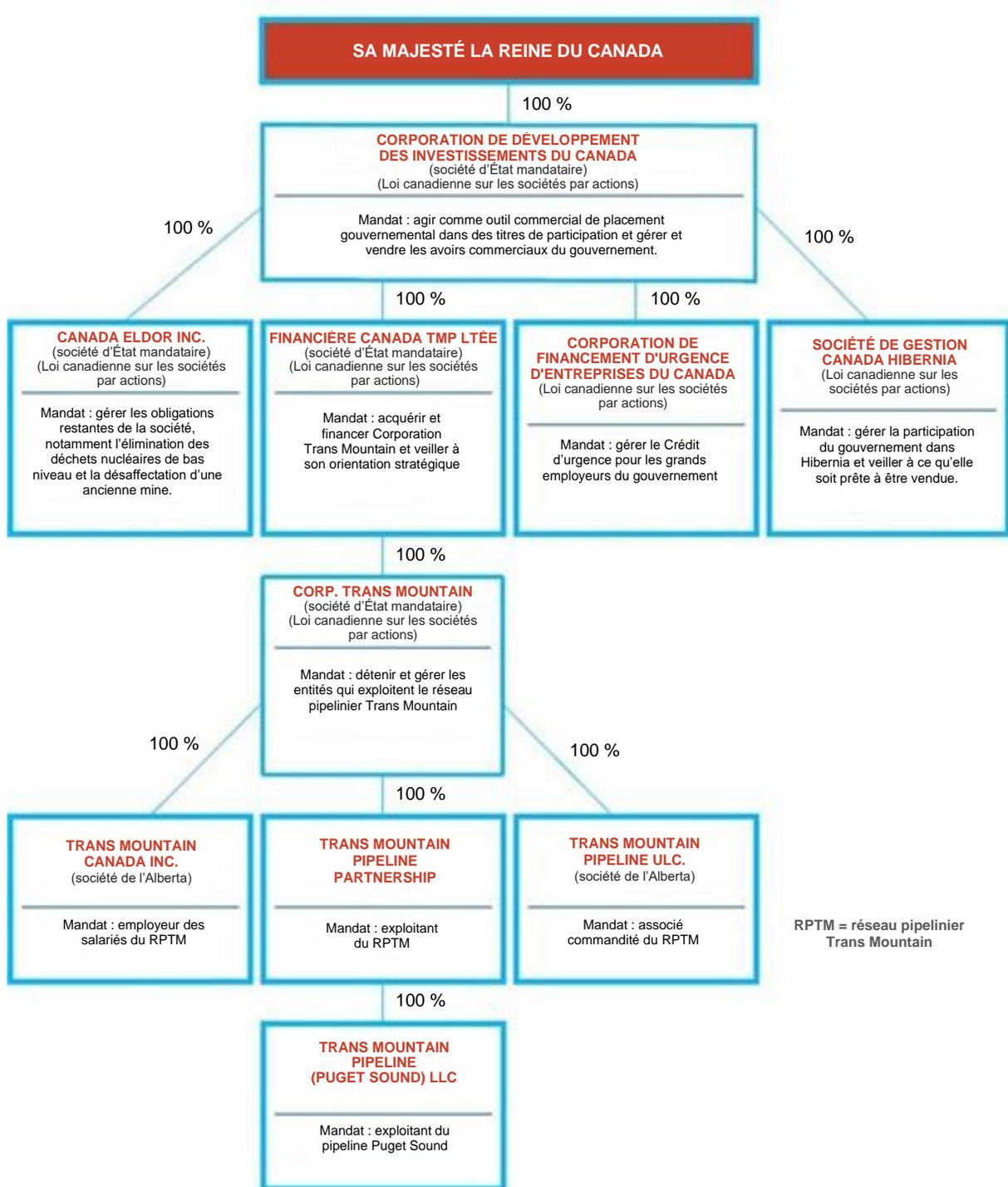
en millions de dollars	2021	2022	2023	2024	2025
CTM – PARTM	3 923	1 518	67		
CTM - Intérêts	210	226	0		
CTM – investissements de maintien	70	46	49	40	42
SGCH	11	19	28	26	27
CDEV – contrats de location de locaux à bureaux et baux complémentaires	1				
CFUEC (données non consolidées dans les annexes ci-jointes)	0	0	0	0	0
CDEV – données consolidées avec la CFUEC	4 215	1 809	144	66	69

6.5 Budget d'exploitation

Il y a lieu de se reporter respectivement aux annexes B, C et D pour de plus amples renseignements sur les budgets d'exploitation de CTM, de la SGCH et de la CFUEC.

Annexe A-1 – Organigramme et conseil d'administration

CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT DES INVESTISSEMENTS DU CANADA



Pour assurer une communication efficace avec le gouvernement et le public, la Corporation s'appuie sur le plan d'entreprise, le résumé du plan d'entreprise, le rapport annuel et les rapports trimestriels intermédiaires, ainsi que sur son site Web et une assemblée publique annuelle. Des réunions sont également tenues, au besoin, avec le ministre des Finances et d'autres représentants du gouvernement du Canada.

Conseil d'administration

Stephen Swaffield, MBA ²⁾ Président du conseil de la CDEV Président de CarbEx Consulting Inc. Whistler (Colombie-Britannique)	
Darlene Halwas, CFA, ICD.D ^{1), 3)} Administratrice Calgary (Alberta)	Mary Ritchie, FCPA FCA ^{1), 2)} Chef de la direction Richford Holdings Ltd. Edmonton (Alberta)
Carole Malo, BCom, CFA, ^{1), 2), 3)} Administratrice Hôpital Humber River Université York Toronto (Ontario)	Sandra Rosch, MBA ^{2), 3)} Vice-présidente directrice et administratrice Labrador Iron Ore Royalty Corporation Toronto (Ontario)
Jennifer Reynolds, MBA ^{1), 3)} Présidente et chef de la direction Toronto Financial International Toronto (Ontario)	Robert Wener, MBA, FCPA, FCA ^{1), 2)} Président Wener Advisory Group Ltd. Ottawa (Ontario)

Le conseil de la CDEV se compose de trois comités : 1) le comité d'audit, 2) le comité de mise en candidature et de gouvernance et 3) le comité des ressources humaines et de la rémunération.

Dirigeants de la CDEV : Stephen Swaffield

Président du conseil d'administration

Andrew Staffl, CPA CA, MBA
Vice-président, Finances

Zoltan Ambrus, CFA, LL.B, MBA
Vice-président

Noreen Flaherty, BA, LLB
Secrétaire générale

Annexe A-2 – États financiers consolidés pro forma de la CDEV pour les exercices allant de 2019 à 2025

Tableau 1 – États consolidés pro forma de la situation financière
 en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Actifs								
Actifs courants								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	587,1	626,7	350,8	465,2	284,7	261,1	326,4	326,7
Trésorerie soumise à des restrictions	–	–	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Clients et autres débiteurs	119,3	47,0	55,8	66,1	41,6	170,3	174,9	165,5
Autres actifs courants	27,3	21,3	21,5	21,5	22,7	19,9	19,7	19,5
	733,7	695,0	430,7	555,2	351,4	453,8	523,4	514,1
Actifs non courants								
Immobilisations corporelles (note 1)	6 144,35	9 105,1	9 277,9	13 335,1	14 996,8	14 695,9	14 312,6	13 917,7
Goodwill	1 015,8	1 015,8	1 015,8	1 015,8	1 015,8	1 015,8	1 015,8	1 015,8
Placements détenus au titre d'obligations futures	159,7	173,3	172,9	178,6	188,1	196,6	207,7	218,7
Trésorerie soumise à des restrictions	71,5	73,5	69,0	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8
Placements soumis à des restrictions	70,9	85,6	86,8	101,4	116,4	143,0	170,2	198,0
Autres actifs	95,7	128,3	180,0	213,9	245,1	121,2	96,8	72,3
	7 558,0	10 581,6	10 802,5	14 915,7	16 633,1	16 243,3	15 873,8	15 493,2
	8 291,7	11 276,7	11 233,2	15 470,9	16 984,5	16 697,2	16 397,2	16 007,3
Passifs et capitaux propres								
Passifs courants								
Fournisseurs et autres créditeurs	332,6	315,7	560,0	731,2	578,4	66,2	63,1	57,5
Impôt sur le résultat à payer	–	(1,6)	(4,3)	(4,3)	(4,2)	–	–	–
Autres passifs courants	221,7	211,2	138,7	67,0	68,2	14,5	14,3	14,1
	554,2	525,3	694,4	794,0	642,4	80,8	77,4	71,7
Passifs non courants								
Emprunts	6 055,0	9 142,7	9 000,0	13 213,0	15 011,0	14 882,6	14 185,6	13 481,6
Impôt sur le résultat différé	507,5	504,2	504,9	498,8	484,4	648,1	782,9	887,1
Provision au titre des obligations de démantèlement	609,9	623,4	623,9	632,8	641,9	651,1	660,6	670,3
Provision au titre de la remise en état d'un site	6,4	5,8	5,0	3,3	0,3	–	–	–
Obligation au titre des prestations définies	88,7	88,6	88,7	88,6	88,0	87,9	87,7	87,3
Autres passifs non courants (note 1)	163,4	177,5	122,1	133,4	144,9	172,9	196,5	220,7
	7 430,9	10 542,2	10 344,5	14 569,8	16 370,4	16 442,6	15 913,4	15 347,1
Capitaux propres								
Capital social	–	–	–	–	–	–	–	–
Actions privilégiées	–	–	–	–	–	–	–	–
Surplus d'apport	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3
Réserve au titre de la participation au bénéfice net	0,8	0,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Déficit accumulé	(287,0)	(384,3)	(400,0)	(487,2)	(622,6)	(420,4)	(187,7)	(5,7)
Cumul des autres éléments du résultat global	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)
	306,6	209,2	194,2	107,0	(28,4)	173,8	406,4	588,5
	8 291,7	11 276,7	11 233,2	15 470,9	16 984,5	16 697,2	16 397,2	16 007,3

Note 1 – Les actifs au titre de droits d'utilisation sont inclus dans les immobilisations corporelles; les obligations locatives sont incluses dans les autres passifs non courants.

Note 2 – Se reporter aux annexes B et C pour les états financiers de CTM et de la SGCH.

Tableau 2 – Tableaux consolidés pro forma des flux de trésorerie
 en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :								
Activités d'exploitation								
Bénéfice net (perte nette)	33,9	(90,3)	(39,0)	(45,2)	(80,4)	225,2	275,6	236,1
Ajustements								
Épuisement et amortissement	160,6	164,8	156,6	157,5	148,2	452,9	459,6	462,8
Charge d'impôt sur le résultat	(8,4)	11,3	16,9	21,7	16,5	18,9	23,0	27,5
Produits d'intérêts	(11,8)	(2,8)	(0,1)	(0,9)	(0,9)	(1,0)	(1,1)	(1,2)
Désactualisation des provisions	12,9	9,8	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,7
Variation nette des prestations définies	2,3	(0,1)	0,1	(0,1)	(0,1)	0,0	0,0	0,0
Charge d'intérêts liée aux contrats de location	2,0	–	–	–	–	–	–	–
Profit (perte) de change latent(e)	(0,1)	–	–	–	–	–	–	–
Variation de la provision	1,2	(2,5)	(3,0)	(1,9)	(1,8)	(3,0)	(0,3)	–
Impôt sur le résultat différé	–	(3,3)	(2,6)	(6,0)	(14,5)	163,8	134,8	104,2
Intérêts liés au compte du Trésor (abandon)	–	–	(2,5)	–	–	–	–	–
Intérêts reçus	11,6	2,6	–	1,2	1,1	1,2	1,3	1,3
Provisions réglées	(3,7)	(1,4)	(1,4)	–	(1,2)	(3,2)	(1,8)	(2,6)
Impôt sur le résultat payé	(27,4)	(8,7)	(17,0)	(21,7)	(18,5)	(18,9)	(23,0)	(27,5)
	173,1	79,3	116,7	113,5	57,6	845,2	877,5	810,4
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	0,4	31,7	77,0	70,3	(144,3)	(536,0)	36,1	59,2
	173,5	110,9	193,6	183,8	(86,7)	309,2	913,6	869,6
Activités de financement								
Produit de l'émission de titres d'emprunt	1 265,0	3 087,7	2 945,0	4 213,0	1 798,0	–	–	–
Rentrées de la PBN	12,8	63,0	89,7	110,0	87,1	85,2	117,2	157,8
Remboursement de titres d'emprunt	(500,0)	–	–	–	–	(128,4)	(697,0)	(704,0)
Paiement au titre des obligations locatives	(19,1)	(3,9)	(3,9)	(3,8)	(3,8)	(3,8)	(3,8)	(3,8)
Dividendes versés	(63,0)	(70,0)	(163,0)	(152,0)	(142,1)	(108,2)	(160,2)	(211,8)
	695,7	3 076,7	2 867,8	4 167,2	1 739,2	(155,2)	(743,8)	(761,8)
Activités d'investissement								
Acquisition, déduction faite de la trésorerie acquise	37,0	–	–	–	–	–	–	–
Retrait du compte du Trésor	5,0	–	–	5,0	–	5,0	–	–
Acquisition d'immobilisations corporelles	(1 115,0)	(3 119,9)	(3 273,2)	(4 214,7)	(1 808,7)	(143,9)	(66,5)	(68,8)
Coûts de mise en œuvre liés aux immobilisations corporelles	(10,1)	–	–	–	–	–	–	–
Vente (acquisition) de placements à court terme	–	(2,0)	–	(1,8)	–	–	–	–
Acquisition de placements soumis à des restrictions	(14,0)	(14,7)	(15,9)	(14,7)	(15,0)	(26,6)	(27,2)	(27,8)
Acquisition de placements détenus au titre d'obligations futures	(14,4)	(11,6)	(11,6)	(10,6)	(10,7)	(10,8)	(10,8)	(10,9)
Variation de la trésorerie soumise à des restrictions	485,8	–	–	–	–	–	–	–
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	–	0,1	3,0	0,1	0,0	–	–	–
	(625,5)	(3 148,1)	(3 297,6)	(4 236,7)	(1 834,3)	(176,2)	(104,5)	(107,5)
Incidence des fluctuations des cours de change sur la trésorerie	(1,4)	–	–	–	–	–	–	–
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	242,3	39,6	(236,3)	114,3	(181,9)	(22,2)	65,3	0,3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice	344,9	587,1	587,1	350,9	465,2	283,3	261,1	326,4
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	587,1	626,7	350,9	465,2	283,3	261,1	326,4	326,7

Tableau 3 – États consolidés pro forma des variations des capitaux propres
 en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Capital social								
Solde à l'ouverture et à la clôture de l'exercice	–	–	–	–	–	–	–	–
Surplus d'apport								
Solde à l'ouverture de l'exercice	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3	603,3
Réserve au titre de la PBN								
Solde à l'ouverture de l'exercice	–	0,8	0,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Rentrées de la PBN	12,8	63,0	89,7	110,0	87,1	85,2	117,2	157,8
Dividendes versés	(12,0)	(63,0)	(89,0)	(110,0)	(87,1)	(85,2)	(117,2)	(157,8)
Solde à l'ouverture et à la clôture de l'exercice	0,8	0,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Déficit accumulé								
Solde à l'ouverture de l'exercice	(269,9)	(287,0)	(287,0)	(400,0)	(487,2)	(622,6)	(420,4)	(187,7)
Bénéfice net (perte nette)	33,9	(90,3)	(39,0)	(45,2)	(80,4)	225,2	275,6	236,1
Dividendes versés	(51,0)	(7,0)	(74,0)	(42,0)	(55,0)	(23,0)	(43,0)	(54,0)
Solde à la clôture de l'exercice	(287,0)	(384,3)	(400,0)	(487,2)	(622,6)	(420,4)	(187,7)	(5,7)
Cumul des autres éléments du résultat global								
Solde à l'ouverture de l'exercice	10,8	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)
Autres éléments du résultat global	(21,4)	–	–	–	–	–	–	–
Solde à la clôture de l'exercice	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)	(10,6)
Total des capitaux propres	306,6	209,2	194,2	107,0	(28,4)	173,8	406,4	588,5

Tableau 4 – États pro forma consolidés du résultat global
 en millions de dollars (31 décembre)

	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Produits								
Produits tirés du transport	413,2	395,5	392,9	398,2	371,0	1 916,7	1 978,7	1 863,5
Produits nets tirés du pétrole brut	172,8	99,1	125,9	129,7	116,5	118,7	143,5	158,7
Produits locatifs	60,1	64,1	63,8	63,5	62,8	58,7	52,0	54,7
Autres produits	16,8	4,1	4,3	3,1	2,6	2,6	2,6	2,5
	662,9	562,9	586,8	594,6	553,0	2 096,5	2 176,7	2 079,3
Charges								
Épuisement et amortissement	160,6	164,8	156,6	157,5	148,2	452,9	459,6	462,8
Charges d'exploitation des pipelines	152,3	126,6	128,9	130,0	129,0	289,5	305,0	283,7
Exploitation, transport et commercialisation du pétrole brut	27,4	24,1	27,2	26,1	27,1	23,9	27,3	26,1
Salaires et avantages du personnel	71,6	77,9	75,9	77,8	79,7	109,9	114,1	118,5
Honoraires	12,4	33,6	5,7	5,2	4,9	5,2	4,9	5,6
Autres charges	8,6	3,6	4,3	8,8	9,1	19,9	20,5	20,6
	433,0	430,6	398,6	405,5	398,0	901,4	931,3	917,4
Charges financières								
Charges d'intérêts	203,35	174,6	173,7	175,4	188,7	702,8	683,3	650,4
Produits d'intérêts	(11,8)	(4,9)	(2,8)	(2,0)	(1,9)	(2,0)	(2,1)	(2,3)
Désactualisation	12,9	9,9	8,8	8,9	9,1	9,3	9,5	9,7
	204,4	179,6	179,7	182,3	195,8	710,0	690,7	657,8
Bénéfice net (perte nette) avant impôt sur le résultat	25,5	(47,3)	8,6	6,8	(40,9)	485,1	554,7	504,1
Impôt sur le résultat								
Exigible	25,4	46,4	50,2	58,1	53,9	96,2	102,6	109,5
Différé	(33,8)	(3,3)	(2,6)	(6,0)	(14,5)	163,8	176,5	158,5
	(8,4)	43,0	47,6	52,1	39,5	259,9	279,1	268,0
Bénéfice net (perte nette)	33,9	(90,3)	(39,0)	(45,2)	(80,4)	225,2	275,6	236,1
Autres éléments du résultat global								
Écart de conversion	(14,77)	–	–	–	–	–	–	–
Réévaluations des obligations au titre des prestations définies	(6,58)	–	–	–	–	–	–	–
Total des autres éléments du résultat global	(21,4)	–	–	–	–	–	–	–
Résultat global	12,6	(90,3)	(39,0)	(45,2)	(80,4)	225,2	275,6	236,1

Le plan d'entreprise de 2021 à 2025 de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV ») a été approuvé par le Conseil du Trésor. Le plan d'entreprise de CTM a été incorporé au présent plan. Le résumé du plan d'entreprise de 2021 à 2025 de CTM qui suit a été établi conformément à l'article 125 de la Loi sur la gestion des finances publiques afin de fournir des renseignements sur les activités et les décisions des sociétés d'État. Les résumés du plan de CTM visent à présenter de façon sommaire et fidèle le plan d'entreprise qui a été approuvé par le Conseil du Trésor. Les informations susceptibles de nuire commercialement aux activités de la CDEV ou de CTM n'ont pas été présentées dans le présent résumé, conformément à l'article 153(1) de la Loi sur la gestion des finances publiques.

ANNEXE B



CORPORATION TRANS MOUNTAIN

Filiale entièrement détenue de

**La Corporation de développement des investissements
du Canada**

RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE de 2021 à 2025

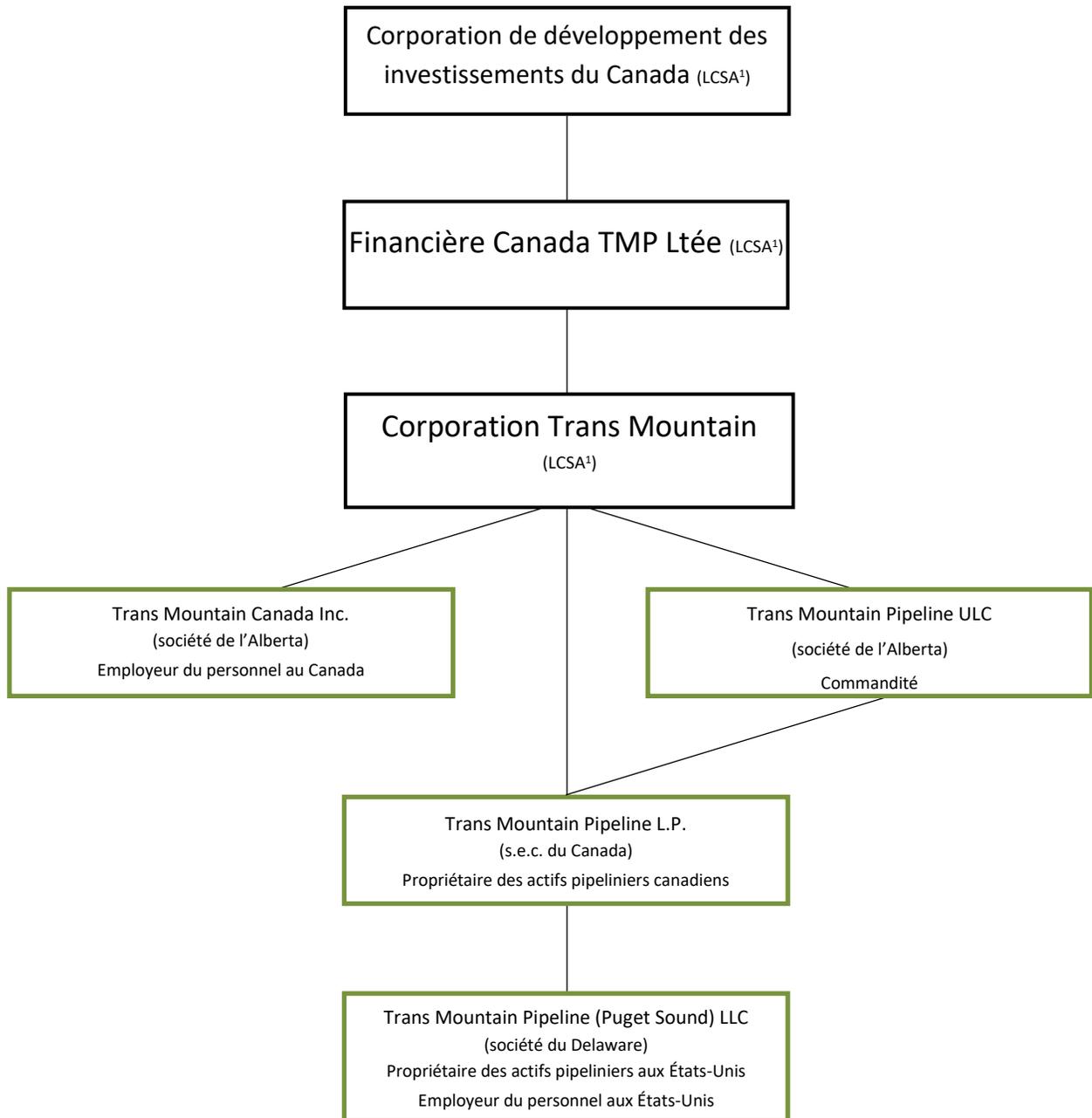
Table des matières

Profil de l'entreprise	4
Mandat	6
Gouvernance d'entreprise	7
Aperçu de l'entreprise	8
Pipeline Trans Mountain	8
Pipeline de Puget Sound	9
Trans Mountain Canada Inc.	9
Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain	10
Cibles de rendement et objectifs	14
Risques	15
Aperçu financier	17
Prévisions de 2020	17
Plan annuel de 2021	18
Période allant de 2022 à 2025	19
<i>Annexe 1 : Gouvernance d'entreprise</i>	20
<i>Annexe 2 : États financiers</i>	22
<i>Annexe 3 : Plan d'emprunt</i>	25

Profil de l'entreprise

Corporation Trans Mountain (« CTM ») a été créée en tant que filiale de Financière Canada TMP Ltée (« Financière TMP »). Financière TMP est une filiale de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV »). Le 31 août 2018, conformément à l'entente d'achat d'actions et de parts entre le gouvernement du Canada et Kinder Morgan, CTM a acheté quatre entités : Trans Mountain Pipeline Limited Partnership (« TMP LP ») et sa filiale en propriété exclusive Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC (« Puget »), Trans Mountain Pipeline ULC (« TMP ULC ») et Trans Mountain Canada Inc. (« TMCI »). Collectivement, ces quatre entités sont les « entités de Trans Mountain ». Ces entités détiennent et gèrent le réseau pipelinier Trans Mountain. Dans le cadre de l'achat des entités de Trans Mountain, CTM a également acquis certains droits, conceptions et contrats de construction liés à l'agrandissement du réseau connu sous le nom de projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (le « PARTM »).

Le diagramme suivant illustre la structure organisationnelle de CTM.



1. Loi canadienne sur les sociétés par actions.

Mandat

Le mandat actuel de Corporation Trans Mountain consiste à détenir et à exploiter le réseau pipelinier Trans Mountain et à réaliser le projet d'agrandissement du pipeline en temps opportun et d'une manière viable du point de vue commercial.

CTM n'a pas de rôle de politique des pouvoirs publics direct à part le fait d'exercer ses activités conformément aux lois et à la réglementation applicables et de s'assurer que les activités sont gérées d'une manière commerciale conformément aux normes et aux attentes environnementales. CTM mènera à bien le PARTM en conformité avec les politiques et les priorités énergétiques du gouvernement afin de procurer aux producteurs canadiens un accès aux marchés internationaux.

Dans l'exécution de son mandat, CTM s'est engagée à :

- Exploiter nos actifs de manière sécuritaire pour protéger la population, nos salariés et l'environnement;
- Exploiter nos actifs conformément aux exigences légales applicables;
- Employer des pratiques commerciales durables;
- Exercer nos activités de façon éthique, honnête, responsable et intègre;
- Coopérer avec les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités et établir et conserver des relations productives fondées sur le respect et la confiance mutuels;
- Fournir un environnement de travail respectueux et gratifiant à nos salariés.
- Travailler de concert avec les communautés autochtones pour gérer les répercussions sur les territoires traditionnels et offrir des possibilités de nature économique.

Mission : Fournir des services de transport de manière sécuritaire et responsable pour intégrer l'offre énergétique canadienne aux marchés mondiaux.

Vision : Permettre à l'énergie canadienne d'avoir accès aux marchés mondiaux.

Gouvernance d'entreprise

CTM est gérée par une équipe de dirigeants chevronnés située à Calgary et dirigée par le président et chef de la direction, lequel relève du conseil d'administration. Le conseil jouit d'une autorité étendue sur la gouvernance d'entreprise et sur la stratégie et nomme plusieurs comités qui sont chargés de superviser des domaines spécialisés précis. Ces comités comprennent le comité des ressources humaines, de la rémunération, des mises en candidature et de gouvernance, qui surveille et approuve la rémunération de la haute direction, le comité d'audit, qui nomme l'auditeur externe commun et qui supervise la communication de l'information financière et les questions de comptabilité, le comité de l'environnement et de la santé et sécurité, qui surveille la protection environnementale et les questions liées à la santé et à la sécurité ainsi que le comité de surveillance du projet d'agrandissement qui supervise le PARTM. En 2020, un comité spécial du conseil d'administration a été mis sur pied pour superviser les mesures prises par CTM pour faire face à la pandémie de COVID-19.

Les communications avec la CDEV s'appuient sur le plan d'entreprise et le sommaire du plan d'entreprise, sur les rapports annuels et trimestriels ainsi que sur les réunions exceptionnelles, au besoin. La haute direction de la CDEV collabore étroitement avec la haute direction de CTM sur la plupart des questions stratégiques en soutien au conseil d'administration de CTM. Quant à la CDEV, elle relève du Parlement par l'intermédiaire du ministre des Finances.

La composition actuelle du conseil d'administration et de l'équipe de direction de CTM est décrite à l'annexe 1.

Aperçu de l'entreprise

Le réseau pipelinier Trans Mountain comprend le pipeline de Trans Mountain, qui est la partie du réseau pipelinier située au Canada, et le pipeline Puget Sound, qui est la partie du réseau pipelinier située aux États-Unis.

Pipeline Trans Mountain

TMP ULC est le commandité de TMP LP et le détenteur du certificat d'utilité publique émis pour l'exploitation du pipeline Trans Mountain. TMP LP est propriétaire des actifs qui composent le pipeline Trans Mountain. Le pipeline Trans Mountain (« TMPL »), qui est en exploitation depuis 1953, a une longueur d'environ 1 150 kilomètres et son tracé commence à Edmonton, en Alberta, pour se terminer à Burnaby, en Colombie-Britannique. Vingt-trois stations de pompage alimentées à l'électricité en activité et quatre terminaux situés à Edmonton, à Kamloops, à Sumas et à Burnaby de même que le terminal maritime de Westridge facilitent le mouvement dans le réseau. Le réseau dispose de réservoirs d'une capacité de stockage totale de près de 11 millions de barils, surtout à Edmonton (8 millions de barils) et à Burnaby (1,7 million de barils). La capacité restante se trouve à Kamloops, à Sumas et au terminal maritime de Westridge. La capacité de 8 millions de barils à Edmonton est répartie dans 35 réservoirs : 20 réservoirs (2,9 millions de barils) sont actuellement utilisés pour le service de transport par pipeline du TMPL et 15 réservoirs (5,1 millions de barils) sont loués à un tiers. Trans Mountain a la capacité, à certaines conditions, de rappeler ces réservoirs afin de les utiliser pour son service de transport par pipeline.

La capacité nominale de 300 000 barils par jour du pipeline est déterminée selon une combinaison du débit de 20 % de pétrole lourd et de 80 % de pétrole léger. La capacité de livraison réelle de la canalisation principale du TMPL est fonction du type de marchandise transportée.

Le TMPL transporte régulièrement plusieurs produits, notamment du pétrole raffiné, du pétrole brut synthétique, du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd, et il est le seul pipeline en Amérique du Nord qui transporte à la fois des produits raffinés et du pétrole brut dans la même conduite. Ce procédé, appelé « mise en lots », fait en sorte qu'une série de produits peuvent se succéder dans le pipeline sous forme d'un « train de lots ». Généralement, un train de lots dans la canalisation principale est constitué de diverses matières transportées pour différents expéditeurs. Le temps de transit d'un baril entre Edmonton et Burnaby est d'environ 10 jours.



Le TMPL est le seul pipeline qui transporte du pétrole liquide du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien jusqu'à la côte Ouest. Il s'agit également du seul pipeline qui offre aux producteurs canadiens un accès direct aux marchés mondiaux à partir d'un port canadien.

Le TMPL est un pipeline public qui génère des revenus grâce à la perception de droits pour le service de transport par pipeline conformes aux droits approuvés par la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie »). Les taux tarifaires sont ajustés chaque année en fonction de la détermination de l'exigence en matière de revenus annuels et de l'application d'une conception des droits approuvée. Les paramètres relatifs aux exigences en matière de revenus sont négociés avec les expéditeurs et sont énoncés dans une entente de tarification qui a toujours été fondée sur une méthode axée sur le coût du service. La durée de chaque entente de tarification a varié entre un an et cinq ans, l'entente de tarification 2019-2021 actuelle étant d'une durée de trois ans. Trans Mountain s'attend à continuer de négocier des ententes de tarification jusqu'à la mise en service du réseau pipelinier agrandi.

Pipeline de Puget Sound

En exploitation depuis 1954, le pipeline de Puget Sound (« Puget ») transporte du pétrole brut depuis la frontière entre le Canada et les États-Unis près du terminal de Sumas jusqu'aux raffineries de l'État de Washington situées à Anacortes et à Ferndale.

Puget est d'une longueur d'environ 111 kilomètres et dispose d'une station de pompage et de deux réservoirs de stockage pour faciliter le mouvement dans le réseau pipelinier. Le pipeline a une capacité de débit totale d'environ 240 000 barils par jour lorsqu'il transporte principalement du pétrole léger. Le temps de transit pour un baril dans le réseau de Puget est d'environ une journée.

Puget est aussi un pipeline public. Il est réglementé par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (la « FERC ») pour ce qui est des questions financières et par le Department of Transportation des États-Unis (le « USDOT ») pour ce qui est de la sécurité et de l'intégrité de ses actifs.

Trans Mountain Canada Inc.

TMCI, qui a été constituée en 2002, emploie le personnel qui assure l'exploitation et l'entretien du TMPL et qui fournit certains services de soutien et de surveillance à Puget. Le siège social de TMCI est situé à Calgary, en Alberta.

Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain

Le PARTM est en voie d'achever un doublement du pipeline existant entre Strathcona County (près d'Edmonton), en Alberta, et Burnaby, en Colombie-Britannique. Le PARTM, une fois achevé, créera un réseau de pipelines d'une capacité nominale de 890 000 barils par jour, soit une forte augmentation par rapport à la capacité actuelle de 300 000 barils par jour. La portée du PARTM comprendrait ce qui suit :

- Nouveau pipeline d'une longueur d'environ 860 km et d'un diamètre de 36 pouces, nouveau pipeline d'une longueur d'environ 120 km et d'un diamètre de 42 pouces et pipeline remis en service d'une longueur d'environ 193 km et d'un diamètre de 24 pouces ainsi que trois nouvelles conduites de livraison parallèles d'une longueur de 3,6 km et d'un diamètre de 30 pouces allant du terminal Burnaby jusqu'au terminal maritime de Westridge.
- Construction de 12 nouvelles stations de pompage.
- Installation de 72 nouvelles vannes d'isolement dans la canalisation principale pour apporter un complément aux vannes d'isolement de la canalisation principale existantes. Ces vannes servent à limiter le volume et les répercussions d'une fuite ou d'une rupture d'un pipeline.
- Construction de 19 nouveaux réservoirs, soit 14 à Burnaby, 1 à Sumas et 4 à Edmonton. Démolition d'un réservoir à Burnaby et retrait de deux réservoirs à Edmonton utilisés pour les services commerciaux afin de les utiliser pour les services réglementés.
- Construction de trois nouveaux postes d'amarrage au terminal maritime de Westridge à Burnaby et d'un quai d'intervention pour les remorqueurs et l'équipement d'intervention d'urgence, suivie de la mise hors service et de la démolition du poste d'amarrage actuel. Après l'agrandissement, il est prévu que le terminal maritime de Westridge serait en mesure de répondre aux besoins d'un maximum de 34 navires de classe Aframax par mois.
- Les emprises existantes seraient utilisées sur environ 73 % du tracé du pipeline, 16 % du tracé suivra d'autres infrastructures linéaires comme des lignes de télécommunication, des lignes de transport d'électricité ou des autoroutes et de nouvelles emprises seront utilisées sur 11 % du tracé.
- Lorsqu'elle serait en service, la « conduite 1 », d'un diamètre de 24 pouces pour la majeure partie, transporterait des produits raffinés, du pétrole brut synthétique et du pétrole brut léger et elle aurait la capacité de transporter du pétrole brut lourd; la « conduite 2 », d'un diamètre de 36 pouces pour la majeure partie, transporterait du pétrole lourd et elle aurait la capacité de transporter du pétrole brut léger.

Le 22 août 2019, les travaux de construction ont repris à l'égard du PARTM. Les entrepreneurs en construction ont été déployés et les travaux de construction sur le réseau ont repris, y compris au terminal de Burnaby, au terminal maritime de Westridge et en Alberta.

Le 4 février 2020, la Cour d'appel fédérale a rejeté les procédures de contestation de l'approbation du PARTM par le gouvernement fédéral.

Le 7 février 2020, CTM a annoncé une révision des coûts estimés du PARTM, soit 12,6 milliards de dollars, le projet devant être mis en service avant la fin de 2022. CTM devrait réaliser un BAIIA ajusté d'au moins 1,5 milliard de dollars pour la première année d'exploitation complète du PARTM, montant qui devrait augmenter d'année en année. Ces projections sont soutenues par des engagements contractuels à long terme visant 80 % (15 ans et 20 ans) de la capacité de 890 000 barils par jour du réseau.

Le 2 juillet 2020, la Cour suprême du Canada a rejeté toutes les demandes d'autorisation d'appel du rejet par la Cour d'appel fédérale, le 4 février 2020, des contestations de l'approbation du PARTM par le gouvernement fédéral.

Des progrès importants ont été réalisés à l'égard de la construction du PARTM en 2020, en dépit de divers enjeux, dont la COVID-19. Des travaux de construction sont en cours sur la plus grande partie du tracé du pipeline, aux installations et dans le Lower Mainland, les travaux se poursuivant sur le terrain et dans l'eau au terminal maritime de Westridge Marine et au terminal de Burnaby. Les travaux de construction se sont poursuivis aux installations, aux pipelines et aux terminaux de Trans Mountain en respectant tous les protocoles de santé et de sécurité définis par Santé Canada pour la COVID-19. La société a pris des mesures importantes pour assurer la sécurité du personnel, des entrepreneurs et des collectivités en mettant en place des mesures strictes en matière d'équipement de protection individuelle, d'hygiène, de prise de température, de distanciation physique, d'hébergement des travailleurs, de transport, de formation et de surveillance de la gestion.

Structure de droits liée au contrat de service du PARTM

Dans le cadre du PARTM, la conception des droits et du modèle de produits afférente aux services de transport sur le réseau agrandi fait l'objet d'un changement fondamental en ce sens que les droits fixés pour la première année sont calculés en fonction des exigences énoncées dans les ententes de service de transport négociées avec les expéditeurs sous contrat. Ces ententes de service de transport portent sur l'engagement que prend chacun des expéditeurs conformément aux exigences en matière de service de transport, tels que l'engagement relatif au volume mensuel, le lieu de livraison et le type de pétrole brut (léger ou lourd).

Droits du PARTM

Les droits sont constitués de deux éléments, soit une composante fixe et une composante variable. La composante fixe des droits correspond au montant afférent au contrat d'expédition ferme que doit payer un expéditeur sous contrat conformément à son engagement relatif au volume mensuel. La composante variable des droits tient compte du recouvrement de frais, comme les coûts de l'électricité, imposés aux expéditeurs en fonction de leur utilisation du pipeline. Les coûts de l'électricité sont recouverts dans la composante variable des droits alors que tous les autres coûts d'exploitation sont pris en compte dans la composante fixe. Environ 80 % de la capacité de 890 000 barils par jour a fait l'objet d'accords passés avec les expéditeurs, dont une proportion de plus de 93 % pour une période de 20 ans. La note de crédit de la plupart des expéditeurs est de première qualité ou presque. Les expéditeurs peuvent se prévaloir d'une réduction s'ils sont sous contrat pour une période de 20 ans (réduction de 10 % des droits) ou s'ils s'engagent à acheminer de grands volumes (réduction de 7,5 % des droits).

La composante fixe des droits sera ajustée en fonction de la date de mise en service du PARTM selon la variation de certains coûts non plafonnés (c.-à-d. les coûts imputés aux expéditeurs) à un taux de 0,07 \$ par tranche de 100 millions de dollars. Dans les catégories des coûts non plafonnés, on retrouve ce qui suit :

- 1) coûts d'acquisition de terrains et d'emprises pour le tronçon 7 (région du Lower Mainland en Colombie-Britannique);
- 2) acquisition de matériaux liés aux conduites;
- 3) travaux de construction de pipelines du tronçon 5B (région montagneuse);
- 4) travaux de construction de pipelines du tronçon 7 (région du Lower Mainland), dont le tunnel du mont Burnaby;
- 5) coûts de mesures d'accommodement payables à des communautés autochtones jusqu'à la date de mise en service inclusivement;
- 6) accords d'investissement destiné aux communautés.

Les coûts résiduels du projet se classent dans la catégorie des coûts plafonnés et ils sont recouverts conformément à une base tarifaire convenue en 2017. La composante fixe des droits déterminés pour la première année d'une entente de service de transport relativement au réseau agrandi augmente de 2,5 % par année sur la durée des ententes en question, sans aucun lien avec les mesures économiques générales de lutte contre l'inflation.

Dans le cadre des négociations commerciales afférentes au projet, il a été convenu que la moitié des produits au comptant générés par les volumes acheminés excédant 85 % de la capacité des pipelines serait partagée entre les expéditeurs. La quote-part de ce montant revenant aux expéditeurs leur sera retournée puis portée au crédit de la composante variable des droits. Par ailleurs, Trans Mountain a également négocié une entente avec la province de la Colombie-Britannique selon laquelle Trans Mountain partagera avec cette province un montant oscillant entre un minimum de 0,5 milliard de dollars et un maximum de 1,0 milliard de dollars, en fonction des volumes au comptant, sur une période de 20 ans. Le mécanisme de partage fait partie des modalités des contrats conclus avec les expéditeurs et du contrat avec la Colombie-Britannique, qui ont dans les deux cas été signés bien avant l'acquisition par le gouvernement du Canada.

La composante variable des droits comprend des coûts transférables qui feront l'objet d'un rapprochement chaque année. Les coûts devant être transférés dans les droits variables sont les suivants :

- coûts de l'électricité;
- coûts d'abandon de pipeline;
- quote-part des produits au comptant revenant à l'expéditeur, le cas échéant;
- coûts de mesures d'accommodement payables à des communautés autochtones suivant le début de la mise en service;
- émission de gaz à effet de serre – mesures de compensation liées aux activités de construction du PARTM;
- autres coûts prévus au contrat.

Cibles de rendement et objectifs

Voici les principales cibles de rendement de CTM pour les 5 prochaines années :

- assurer l'exploitation d'une manière sécuritaire, conforme à la réglementation et commercialement viable du réseau pipelinier Trans Mountain;
- achever la construction liée au PARTM d'une manière sécuritaire, conforme à la réglementation et commercialement viable, et mettre en service les actifs construits;
- étudier les occasions d'optimisation et d'agrandissement potentielles du réseau actuel Trans Mountain.
- établir et exécuter un plan de préparation des activités visant la transition et l'intégration harmonieuses des actifs liés à l'agrandissement dans les activités en cours du réseau pipelinier Trans Mountain;
- préserver une réputation fondée sur l'éthique, et respecter les exigences pertinentes auxquelles est soumise une société d'État;
- maintenir un lieu de travail diversifié, ouvert sur le plan racial et accessible.

Risques

CTM est assujettie à des risques qui pourraient occasionner des coûts supplémentaires, se répercuter sur les activités, créer des retards dans l'exécution des travaux de construction ou porter atteinte à la réputation, notamment en ce qui a trait aux points suivants :

- l'évolution de la situation du marché, les prix des marchandises, le contexte politique, les épidémies ou les pandémies sévères et la conjoncture économique au Canada et à l'échelle mondiale;
- la survenance d'un incident majeur ayant une incidence sur la sécurité du public, et du personnel et sur la protection de l'environnement, et découlant de l'exécution des travaux de construction, des activités ou de dommages causés par des tiers;
- les aléas naturels et environnementaux ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- les manifestations ou les mouvements de protestations ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- la réception en temps opportun des permis et l'accès aux terres ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction;
- les décisions et les résultats de nature réglementaire et juridique, ainsi que les éventuelles modifications des lois et règlements ayant une incidence sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- les contrôles inadéquats à l'égard de la surveillance des entrepreneurs ayant des répercussions sur l'exécution des travaux de construction ou sur les activités;
- les contrôles inadéquats entraînant des infractions à la loi, des fraudes ou une augmentation des coûts;
- le fait d'attirer et de maintenir en poste une main-d'œuvre compétente;
- la performance et le risque de crédit de nos contreparties;
- une atteinte à la cybersécurité ou une violation de la confidentialité entraînant des répercussions sur les activités ou une atteinte à la réputation.

CTM gère ces risques au moyen d'une série de politiques et de procédures, d'activités de suivi opérationnel et d'entretien, d'assurances et d'autres ententes contractuelles, et de consultations avec des experts internes et externes.

CTM a promulgué un arrêt volontaire des travaux pour des raisons de sécurité à l'échelle du projet à compter du 18 décembre 2020. L'arrêt des travaux pour des raisons de sécurité a été l'occasion pour CTM d'engager le dialogue avec ses entrepreneurs, leur personnel et les membres du personnel de CTM. CTM continue de se concentrer sur la sécurité de sa main-d'œuvre. Au cours de cet arrêt, CTM s'assure que tous les systèmes de gestion de la sécurité sont en place, y compris les protocoles liés à la COVID-19, pour garantir que chacun retourne au travail dans de bonnes conditions de sécurité.

CTM maintient un programme d'assurance afin de s'assurer que les coûts éventuels découlant d'incidents liés à la gestion et à l'exploitation de l'entreprise et des biens matériels peuvent être recouverts. Le programme d'assurance offre une couverture pour les dommages matériels, les pertes d'exploitation et divers types de responsabilités. Le PARTM est assuré de façon distincte.

La Régie exige que TMPL conserve des ressources financières de 1 milliard de dollars. TMPL respecte ces exigences en maintenant une couverture d'au moins 500 millions de dollars canadiens en responsabilité civile et une ligne de crédit de 500 millions de dollars canadiens auprès de Financière TMP.

Aperçu financier

CTM prépare ses états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») et applique les exigences du Topic 980 de l'Accounting Standards Codification intitulé Regulated Operations (l'« ASC 980 »). Ainsi, CTM comptabilise certains produits, charges et actifs et passifs réglementaires pour tenir compte des incidences économiques de la réglementation des tarifs. La comptabilisation de ces éléments peut différer de ce qui est prévu par les PCGR des États-Unis pour les entreprises qui ne sont pas à tarifs réglementés. CTM est assujettie, par règlement, à la *Loi de l'impôt sur le revenu*.

Il est à noter que, dans le plan de la CDEV, tous les résultats financiers sont convertis conformément aux IFRS qui constituent le référentiel en vertu duquel la CDEV fait rapport au gouvernement. Dans le plan de la CDEV, les données financières de CTM ont été converties conformément aux IFRS.

Prévisions de 2020

TMPL prévoit transporter environ 307 000 barils par jour, dont approximativement 187 000 barils par jour dans le réseau de Puget vers l'État de Washington. Les mouvements sur Puget sont influencés par les écarts de prix en vigueur entre le pétrole lourd et le pétrole léger. De manière générale, plus l'écart est grand (c'est-à-dire plus le prix du baril de pétrole lourd est faible), plus il y a de pression sur la capacité des quais et moins il y a d'espace disponible pour les barils légers provenant de Puget.

Le total du bénéfice d'exploitation avant l'amortissement (BAIIA) de CTM devrait, selon les prévisions, s'élever à environ 184 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de moins que le montant figurant au budget de 2020, en raison principalement de l'incidence de la diminution du recouvrement de dépenses d'investissement liées à TMPL, laquelle est attribuable aux modifications des taux d'amortissement, et d'actifs d'un montant d'environ 150 millions de dollars qui avaient été entièrement amortis à la fin de 2019.

Les dépenses d'investissement non liées au PARTM devraient, selon les prévisions, s'établir à environ 71 millions de dollars, ce qui comprend les montants relatifs au projet de transformation numérique ainsi qu'au projet d'optimisation du réseau qui a été achevé en juin 2020.

Pour ce qui est du PARTM, les dépenses de 2020 devraient, selon les prévisions, s'élever à 3,2 milliards de dollars, y compris une provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 0,3 milliard de dollars, compte tenu des activités de construction au terminal maritime de Westridge, au terminal de Burnaby, au terminal d'Edmonton et aux tronçons de pipeline en Alberta et en Colombie-Britannique.

Plan annuel de 2021

En 2021, le réseau de TMPL devrait transporter environ 315 000 barils par jour, dont approximativement 192 000 barils par jour dans le réseau de Puget vers l'État de Washington.

Le total du bénéfice d'exploitation avant l'amortissement (BAIIA) de CTM devrait s'élever à environ 182 millions de dollars, soit environ 2 millions de dollars de moins que le montant prévu pour 2020, en raison principalement de la capacité accrue de Puget, contrebalancée par l'accroissement des coûts liés à la main-d'œuvre de Trans Mountain et les frais administratifs liés au plan de préparation des activités.

Les dépenses d'investissement non liées au PARTM devraient totaliser environ 70 millions de dollars en 2021, dont une tranche d'environ 29 millions de dollars est destinée à l'atténuation des risques liés aux aléas naturels et à la préservation de l'intégrité du réseau. Un montant de 13 millions de dollars environ est prévu au budget pour des projets d'investissement qui améliorent la fiabilité du réseau, comme la mise à niveau des équipements électriques et des valves, et l'amélioration d'autres installations et équipements. Un montant d'environ 14 millions de dollars devrait être consacré à l'infrastructure de TI et aux applications informatiques. La tranche restante de 14 millions de dollars vise le respect des exigences de conformité, les occasions de croissance et de raccordement, et les projets liés à la sécurité et aux interventions d'urgence.

En ce qui a trait au PARTM, des dépenses d'environ 4,4 milliards de dollars, y compris une provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 0,4 milliard de dollars, devraient être engagées en 2021 à l'égard des principales activités qui suivent :

- processus continu de demande et d'approbation soutenu par l'équipe interne du PARTM;
- tronçon 1 : achèvement des travaux de construction en 2020, et autorisation de mise en service en 2021;
- tronçon 2 : poursuite de l'installation du pipeline, y compris six forages directionnels horizontaux;
- tronçons 3 et 4A : poursuite de l'installation du pipeline, y compris quatre forages directionnels horizontaux;
- tronçon 4B : achèvement de l'installation du pipeline, y compris deux forages directionnels horizontaux et des essais hydrostatiques;
- tronçon 5A : poursuite du déboisement des emprises et de l'installation du pipeline, y compris trois forages directionnels horizontaux et des essais hydrostatiques;
- tronçon 5B : poursuite du déboisement des emprises et de l'installation du pipeline;
- tronçon 6 : achèvement du déboisement des emprises et de l'installation du pipeline;
- remise en service : achèvement des travaux de construction et des essais hydrostatiques;

- terminal et station de pompage d'Edmonton : poursuite des travaux de construction au terminal d'Edmonton et aux stations de pompage de Colombie-Britannique ainsi qu'à l'achèvement des stations de pompage et autorisation de mise en service;
- tronçon 7 : poursuite des travaux de déboisement des emprises et de l'installation du pipeline, y compris 4 forages directionnels horizontaux;
- tunnel du mont Burnaby : achèvement du tunnelage et début de l'installation des conduites;
- terminal de Sumas : poursuite des travaux de construction;
- terminal de Burnaby : poursuite des travaux de construction;
- terminal maritime de Westridge : poursuite des travaux de construction dans la zone intertidale, sur le terrain et à l'égard des postes d'amarrage.

Période allant de 2022 à 2025

Les hypothèses concernant les activités d'exploitation de CTM demeurent inchangées jusqu'en 2022, peu de variations importantes étant prévues. CTM s'attend à ce que la mise en service du PARTM se fasse le 31 décembre 2022 au plus tard et que les coûts totaux atteignent 12,6 milliards de dollars. Lorsque le PARTM sera achevé, les produits tirés du transport augmenteront en raison de la hausse de la capacité du pipeline, qui sera portée à 890 000 barils par jour, et d'une nouvelle structure de droits liée aux nouvelles ententes de services de transport qui ont été négociées avec les expéditeurs relativement au PARTM. Trans Mountain prévoit un débit d'environ 870 000 b/j en 2023 et en 2024, car l'offre, jusqu'alors restreinte, atteindra les marchés mondiaux grâce au réseau de pipelines élargi. En 2025, Trans Mountain prévoit un agrandissement par des tiers et a estimé le débit à 758 000 b/j. CTM estime que le BAIIA s'élèvera à 1,5 milliard de dollars pour la première année complète d'exploitation du réseau pipelinier agrandi.

CTM continue de rechercher des occasions d'améliorer, d'optimiser et d'étendre ses activités, ce qui peut inclure l'amélioration de la productibilité du réseau de Puget, l'exploitation optimale des droits de passage et des systèmes de communication de notre réseau de pipelines, ainsi que des mesures de compensation des gaz à effet de serre liés à la construction; toutefois, l'incidence financière de telles occasions n'est pas prise en compte dans le présent plan d'entreprise.

Annexe 1 : Gouvernance d'entreprise

Au 16 septembre 2020, le conseil d'administration et les comités de CTM se présentaient comme suit :

Conseil d'administration

William Downe (président du conseil d'administration)
Ian Anderson (président et chef de la direction)
Harold Calla
David Emerson
Brian Ferguson
Carol Anne Hilton
Patricia Koval
H. Stanley Marshall
Marie-José Nadeau
Paul Rochon
Michael Sabia (depuis le 18 décembre 2020)
Sandra Stash
Stephen Swaffield

Comité de surveillance du projet d'agrandissement (SPA)

Stanley Marshall (président du comité)
Brian Ferguson
Carol Anne Hilton
Sandra Stash
Stephen Swaffield

Comité de l'environnement et de la santé et sécurité (ESS)

David Emerson (président du comité)
Brian Ferguson
Sandra Stash
Stephen Swaffield

Comité d'audit

Brian Ferguson (président du comité)
Harold Calla
Patricia Koval
Paul Rochon
Michael Sabia (depuis le 18 décembre 2020)

Comité de la COVID-19 (COVID-19)

Marie-José Nadeau (présidente du comité)
Ian Anderson
David Emerson
Carol Anne Hilton
Stanley Marshall
Sandra Stash

Comité des ressources humaines, de la rémunération, des mises en candidature et de la gouvernance (RHRMCG)

Marie-José Nadeau (présidente du comité)
David Emerson
Carol Anne Hilton
Patricia Koval

Le président du conseil d'administration, M. W. Downe, siège d'office à tous les comités.

L'équipe de direction de CTM se présente comme suit :

Ian Anderson	Président et chef de la direction
Mark Maki	Dirigeant principal des finances
David Safari	Vice-président directeur du Projet d'expansion du Trans Mountain
Michael Davies	Vice-président, Opérations
Paul Huddleston	Vice-président, Services d'Ingénierie et techniques
Heather Mark	Vice-présidente, Finances
Maureen Neufeldt	Vice-présidente, Ressources humaines et Technologie
Norm Rinne	Vice-président, développement des affaires
Scott Stoness	Vice-président, réglementation et conformité
Rob Van Walleghem	Vice-président, Services juridiques et avocat général
Siobhan Vinish	Vice-présidente, Affaires publiques

Annexe 2 : États financiers

Corporation Trans Mountain
 États de la situation financière consolidés pro forma
 Du 31 décembre 2020 au 31 décembre 2025
 En milliers de dollars canadiens

	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Actifs						
Actifs courants						
Trésorerie et équivalents de trésorerie	200 935	313 439	141 806	116 485	181 498	182 903
Débiteurs	35 342	35 774	36 061	164 717	169 332	159 958
Autres actifs courants	19 511	19 511	19 511	19 511	19 511	19 511
	255 788	368 724	197 377	300 713	370 340	362 371
Immobilisations corporelles						
Immobilisations corporelles	8 969 931	13 302 666	15 369 218	15 101 011	14 759 098	14 417 697
Actif au titre du droit d'utilisation	67 659	67 659	67 659	67 659	67 659	67 659
Actifs réglementaires	65 204	99 079	130 315	105 873	81 431	56 989
Goodwill	888 098	888 098	888 098	888 098	888 098	888 098
Placements soumis à des restrictions	86 792	101 448	116 446	143 016	170 205	198 027
Liquidités soumises à des restrictions	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015
Montants différés et autres actifs	120 619	120 619	120 619	21 129	21 129	21 129
Total des actifs	10 517 106	15 011 309	16 952 748	16 690 515	16 420 975	16 074 986
Passifs et capitaux propres						
Passifs courants						
Créditeurs	544 236	712 960	568 331	60 143	49 528	48 557
Passifs réglementaires	122 500	51 000	51 000	–	–	–
Autres passifs courants	23 180	23 180	23 180	23 180	23 180	23 180
	689 916	787 140	642 511	83 323	72 708	71 737
Prêts consentis par la société mère						
Prêts consentis par la société mère	4 786 100	7 074 100	8 047 600	7 834 245	7 334 245	6 834 245
Impôt sur le résultat différé	626 904	681 156	755 069	927 841	1 071 616	1 184 591
Passifs réglementaires	89 998	104 654	119 652	146 222	173 411	201 233
Prestations de retraite et avantages postérieurs à l'emploi						
Prestations de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	87 297	87 297	87 297	87 297	87 297	87 297
Obligation locative	51 955	51 955	51 955	51 955	51 955	51 955
Autres crédits différés	12 748	12 748	12 748	12 748	12 748	12 748
Total des passifs	6 344 918	8 799 050	9 716 832	9 143 631	8 803 980	8 443 806
Capitaux propres						
Capitaux propres	4 172 188	6 212 259	7 235 916	7 546 883	7 616 995	7 631 180
Total des passifs et des capitaux propres	10 517 106	15 011 309	16 952 748	16 690 515	16 420 975	16 074 986

Corporation Trans Mountain
 États du résultat net et du résultat global consolidés pro forma
 Pour les exercices clos du 31 décembre 2020 au 31 décembre 2025
 En milliers de dollars canadiens

	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Produits						
Produits tirés du transport	358 597	363 986	368 608	1 916 652	1 978 698	1 863 488
Produits locatifs	63 795	63 537	62 844	58 654	51 955	54 679
Autres produits	1 709	1 768	1 276	1 301	1 326	1 327
	424 101	429 291	432 729	1 976 606	2 031 979	1 919 494
Charges						
Coûts d'exploitation des pipelines	128 891	129 999	128 979	289 513	305 014	283 709
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	97 216	99 135	100 294	383 624	382 385	383 062
Salaires et avantages du personnel	71 872	73 585	75 425	105 558	109 702	114 009
Taxes et impôts, autres que l'impôt sur le résultat	33 313	36 368	37 459	77 271	79 589	81 977
Charges administratives	5 709	7 586	7 758	18 536	19 092	19 664
	337 001	346 673	349 915	874 502	895 782	882 421
Bénéfice d'exploitation	87 100	82 618	82 814	1 102 105	1 136 197	1 037 074
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	177 255	277 880	381 669	–	–	–
Charges d'intérêts, déduction faite des coûts de financement de la dette inscrits à l'actif	(88 635)	(138 190)	(163 413)	(398 347)	(380 583)	(355 583)
Autres, montant net	(1 630)	15	–	–	–	–
(Perte) profit de change	(1 512)	–	–	–	–	–
Recouvrement (charge) d'impôt	(42 019)	(54 252)	(73 913)	(172 772)	(185 503)	(167 306)
Bénéfice net	130 559	168 071	227 157	530 985	570 111	514 185
Autres éléments du résultat global						
Écart de conversion	–	–	–	–	–	–
Résultat global	130 559	168 071	227 157	530 985	570 111	514 185
BAIIA ajusté	184 316	181 753	183 108	1 485 729	1 518 582	1 420 136

Corporation Trans Mountain
Tableaux des flux de trésorerie consolidés pro forma
Pour les exercices clos du 31 décembre 2020 au 31 décembre 2025
En milliers de dollars canadiens

	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Activités d'exploitation						
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	130 559	168 071	227 157	530 985	570 111	514 185
Éléments sans effet sur la trésorerie						
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	97 216	99 135	100 294	383 624	382 385	383 062
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(177 255)	(277 880)	(381 669)	–	–	–
Impôt sur le résultat différé	42 019	54 252	73 913	172 772	143 775	112 975
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	65 901	77 573	(161 153)	(537 343)	36 402	60 666
	158 440	121 151	(141 459)	550 038	1 132 673	1 070 888
Activités d'investissement						
Dépenses d'investissement	(3 145 523)	(4 153 990)	(1 785 177)	(115 417)	(40 472)	(41 661)
Acquisitions de placements soumis à des restrictions	(15 881)	(14 657)	(14 998)	(26 570)	(27 189)	(27 822)
	(3 161 404)	(4 168 646)	(1 800 175)	(141 987)	(67 661)	(69 483)
Activités de financement						
Émission (remboursement) de titres d'emprunt consentis par la société mère	1 529 000	2 288 000	973 500	(213 355)	(500 000)	(500 000)
Apports en capital	1 251 000	1 872 000	796 500	29 983	–	–
Dividendes	–	–	–	(250 000)	(500 000)	(500 000)
	2 780 000	4 160 000	1 770 000	(433 372)	(1 000 000)	(1 000 000)
Incidence des opérations de change sur les soldes de trésorerie	–	–	–	–	–	–
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des liquidités soumises à des restrictions	(222 964)	112 504	(171 633)	(25 321)	65 012	1 405
Trésorerie et liquidités soumises à des restrictions, à l'ouverture de la période	486 914	263 950	376 454	204 821	179 500	244 513
Trésorerie et liquidités soumises à des restrictions, à la clôture de la période	263 950	376 454	204 821	179 500	244 513	245 918
Trésorerie, à l'ouverture de la période	423 899	200 935	313 439	141 806	116 485	181 498
Liquidités soumises à des restrictions, à l'ouverture de la période	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015
Trésorerie et liquidités soumises à des restrictions, à l'ouverture de la période	486 914	263 950	376 454	204 821	179 500	244 513
Trésorerie, à la clôture de la période	200 935	313 439	141 806	116 485	181 498	182 903
Liquidités soumises à des restrictions, à la clôture de la période	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015	63 015
Trésorerie et liquidités soumises à des restrictions, à la clôture de la période	263 950	376 454	204 821	179 500	244 513	245 918

Annexe 3 : Plan d'emprunt

À l'heure actuelle, CTM a une entente de financement avec Financière Canada TMP Ltée. Le financement consenti aux termes de cette entente est traité comme un financement sous forme d'emprunts à 55 % et comme un financement sous forme de capitaux propres à 45 %. La dette porte intérêt au taux de 5 %.

CTM a emprunté 2,5 milliards de dollars pour financer l'acquisition des entités de Trans Mountain.

Pour 2021, il est prévu que les entrées de trésorerie liées à l'exploitation satisfassent aux besoins de l'exploitation et assurent le financement du programme d'investissement non lié au PARTM. Le financement de 4,1 milliards de dollars du PARTM sera assuré par des prélèvements sur les ententes de financement, y compris les prélèvements de fonds destinés au paiement des intérêts semestriels. Le présent plan suppose une renégociation de l'entente de financement afin d'augmenter les limites d'emprunt au besoin.

Corporation Trans Mountain
 Tableaux complémentaires pro forma
 Plan de financement sous forme d'emprunts
 Du 31 décembre 2019 au 31 décembre 2024

	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Apport en capital	1 251 000	1 872 000	796 500	29 983	–	–
Financement de la dette						
Facilité de construction						
Solde d'ouverture	750 750	2 279 750	4 567 750	5 541 250	5 327 895	4 827 895
Prélèvement (remboursement)	1 529 000	2 288 000	973 500	(213 355)	(500 000)	(500 000)
Solde de clôture	2 279 750	4 567 750	5 541 250	5 327 895	4 827 895	4 327 895
Facilité d'acquisition						
Solde d'ouverture	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350
Prélèvement (remboursement)	–	–	–	–	–	–
Solde de clôture	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350	2 506 350

Une facilité de 500 millions de dollars inutilisée est maintenue pour satisfaire aux exigences de nature financière imposées par la Régie. Une commission d'engagement de 0,30 % est versée sur la facilité au titre des montants non utilisés. Aucun montant ne devrait être prélevé sur cette nouvelle facilité dans le cours normal des activités.

Contrats de location

CTM a conclu des contrats de location en vigueur jusqu'en 2021. CTM pourrait conclure de nouveaux contrats de location en 2021 comportant des paiements annuels pouvant atteindre environ 29 millions de dollars, dont une tranche de 5 millions de dollars pour des locaux temporaires qui serviront à réceptionner et à entreposer les matériaux et l'équipement et qui serviront également d'ateliers tout le long du tracé prévu, 20 millions de dollars pour des locaux à bureaux et 4 millions de dollars pour des véhicules requis pour soutenir l'effectif croissant. Les engagements financiers au titre de contrats de location ou les contrats de location relatifs au PARTM sont inclus dans les exigences d'emprunt liées au PARTM.

Année	Prévisions	Plan	Prévisions	Prévisions	Prévisions	Prévisions	Prévisions
	2020	2021	(au 31 déc.) 2021	(au 31 déc.) 2022	(au 31 déc.) 2023	(au 31 déc.) 2024	(au 31 déc.) 2025
Actifs au titre de droits d'utilisation : terrains (locaux, entrepôts, espaces de fixation, stations de pompage)							
Locaux pour la réception et le stockage des matériaux et de l'équipement et servant également d'ateliers tout au long du tracé prévu des travaux							
Total du passif (en millions de dollars)	9 955 623	5 144 000	3 594 000	682 000	–	–	–
Nombre d'années restantes prévues	3	3	1,44	0,54	–	–	–
Actifs au titre de droits d'utilisation : bâtiments (locaux à bureaux)							
Locaux à bureaux – Emplacements divers							
Total du passif (en millions de dollars)	4 642 811	19 586 000	17 550 000	14 218 000	10 886 000	8 850 000	7 295 000
Nombre d'années restantes prévues	4,42	10	5,79	4,79	3,79	3,04	2,5
Actifs au titre de droits d'utilisation : véhicules (location de parcs)							
Véhicules loués au Canada et aux États-Unis							
Total du passif (en millions de dollars)	2 185 686	4 327 000	3 797 000	2 932 000	2 067 000	1 202 000	337 000
Nombre d'années restantes prévues	5	5	4,37	3,37	2,37	1,37	0,37

Ententes commerciales

CTM a conclu des ententes commerciales et elle pourrait conclure de nouvelles ententes commerciales visant des investissements destinés aux communautés dans le cadre du PARTM. Ces accords d'investissement destinés aux communautés engagent financièrement CTM à fournir des fonds assortis de modalités de paiement pouvant dépasser un an à des administrations municipales ou à des communautés autochtones.

ANNEXE C

SGCH

LA SOCIÉTÉ DE GESTION CANADA HIBERNIA

Filiale entièrement détenue de

**La Corporation de développement des investissements
du Canada**

RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE relatif au plan d'entreprise de 2021

POUR LES EXERCICES 2021-2025

Le 28 janvier 2021

Table des matières

1.0 Le Projet Hibernia - Résumé	3
2.0 Aperçu des activités de 2020	6
3.0 Objectifs pour 2021	7
4.0 Commercialisation et transport.....	7
5.0 Risques.....	8
6.0 Section financière	8
7.0 Structure organisationnelle.....	9
8.0 Normes internationales d'information financière (IFRS)	9

1.0 Le Projet Hibernia - Résumé

La Société de gestion Canada Hibernia (la « SGCH ») est une filiale entièrement détenue de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV ») et a été constituée en mars 1993 dans le but de détenir, de gérer, d'administrer et d'exploiter la participation directe de 8,5 % du gouvernement du Canada à ce moment-là dans le projet pétrolier extracôtier Hibernia, situé à 315 kilomètres à l'est de St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador.

Hibernia continue d'être une entreprise très rentable. D'ici à la clôture de l'exercice 2020, la SGCH prévoit qu'elle aura versé des dividendes cumulatifs de 2,32 milliards de dollars¹, une participation au bénéfice net du gouvernement fédéral de 298 millions de dollars et un montant de 720 millions de dollars en impôt fédéral. Les versements de dividendes ont débuté en 2003 après le remboursement par la SGCH des crédits parlementaires de 431 millions de dollars correspondant à la quote-part du gouvernement du Canada dans les dépenses d'investissement du projet.

Au premier trimestre de 2020, les prix du pétrole brut ont chuté en raison de la diminution de la demande attribuable à la pandémie de COVID-19. Par conséquent, les dépenses d'investissement ont été réduites de manière significative en raison des annulations et des reports. Un programme visant la réalisation de réductions de coûts à court et à long termes a été mis en œuvre. Les dépenses ayant trait à d'importantes mesures de sécurité et de protection de l'environnement et à des projets majeurs visant le maintien de l'intégrité des actifs n'ont pas été réduites et ne le seront pas.

Pour l'exercice 2020, la SGCH prévoit verser des dividendes de 74 millions de dollars, ce qui représente 67 millions de dollars de plus que le montant de 7 millions de dollars prévu dans le plan². Les dividendes prévus dans le plan, mis à jour en mai 2020, devaient être peu élevés en raison de l'incertitude quant à la demande émanant des clients de la SGCH et à la capacité de la SEDH à produire depuis la plateforme et à maintenir une souplesse financière dans un contexte économique incertain. Les dividendes plus élevés désormais prévus pour 2020 rendent compte de la remontée et de la stabilisation des prix du pétrole et de la réduction substantielle des dépenses d'investissement.

La participation directe de la SGCH dans la production moyenne prévue d'Hibernia pour 2020 s'établit à 9 123 barils de pétrole par jour, soit 3 % de plus que les 8 891 barils de pétrole par jour estimés dans le plan pour l'exercice 2020, ce qui s'explique surtout par un meilleur rendement des champs.

Le plan de 2021 prévoit que les dividendes seront de 47 millions de dollars, soit une baisse de 27 millions de dollars par rapport aux prévisions de 2020 de 74 millions de dollars. Cette baisse pour 2021 découle surtout de la variation du fonds de roulement alors que les résultats de 2020 ont bénéficié d'un important solde de recouvrement de débiteurs reportés attribuables aux ventes de pétrole brut de 2019.

¹ Toutes les données financières sont exprimées en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

² Le plan pour l'exercice 2020 a été modifié en mai 2020 en réaction à la conjoncture économique découlant de la pandémie de COVID-19 et à la faiblesse des prix du pétrole.

À titre de société ne possédant qu'un seul actif, la part initiale du financement de la SGCH a été obtenue grâce à des crédits du gouvernement du Canada jusqu'au début de la production en novembre 1997. Toutefois, depuis lors, son financement provient des flux de trésorerie internes générés par la participation de la SGCH dans Hibernia. La SGCH doit s'assurer qu'elle dispose de suffisamment de liquidités pour financer ses dépenses d'investissement, ses charges d'exploitation et ses frais de transport, les redevances, sa participation au bénéfice net, l'impôt sur le résultat, ses charges administratives et ses frais futurs d'abandon sans avoir recours à des crédits supplémentaires du gouvernement. La SGCH a la responsabilité de payer ses impôts aux gouvernements fédéral et provincial, les redevances et sa participation au bénéfice net, au même titre que les entreprises du secteur privé.

L'objectif principal de la SGCH est de gérer la participation de son actionnaire dans le projet Hibernia (comme il est décrit ci-après). La SGCH fait en sorte que la protection de la santé et de la sécurité des travailleurs et la préservation de l'environnement sont au cœur des préoccupations pour toutes les décisions prises par Hibernia, s'assure que les activités sont conformes à la réglementation, protège les intérêts de l'actionnaire et en maximise la valeur et s'assure que toutes les décisions sont prises selon une approche prudente sur le plan commercial.

La SGCH s'acquitte de sa tâche en participant activement à tous les comités qui veillent à la direction stratégique du projet, en contribuant aux activités d'exploitation, y compris la sécurité et la protection de l'environnement, et en gérant les flux de rentrées; en s'assurant de respecter tous les règlements gouvernementaux et les obligations contractuelles; en participant de manière diligente aux activités de transport et de commercialisation liées à sa quote-part de la production pétrolière et en assurant la surveillance diligente de ces activités; en ayant un fonds de roulement suffisant dans le but d'éviter d'avoir recours à du financement gouvernemental; et en mettant de côté des fonds en prévision de l'abandon éventuel d'Hibernia.

La SGCH a pour objectif secondaire de s'assurer que l'actif du gouvernement soit prêt à être évalué et vendu, si le gouvernement du Canada décidait de s'en dessaisir.

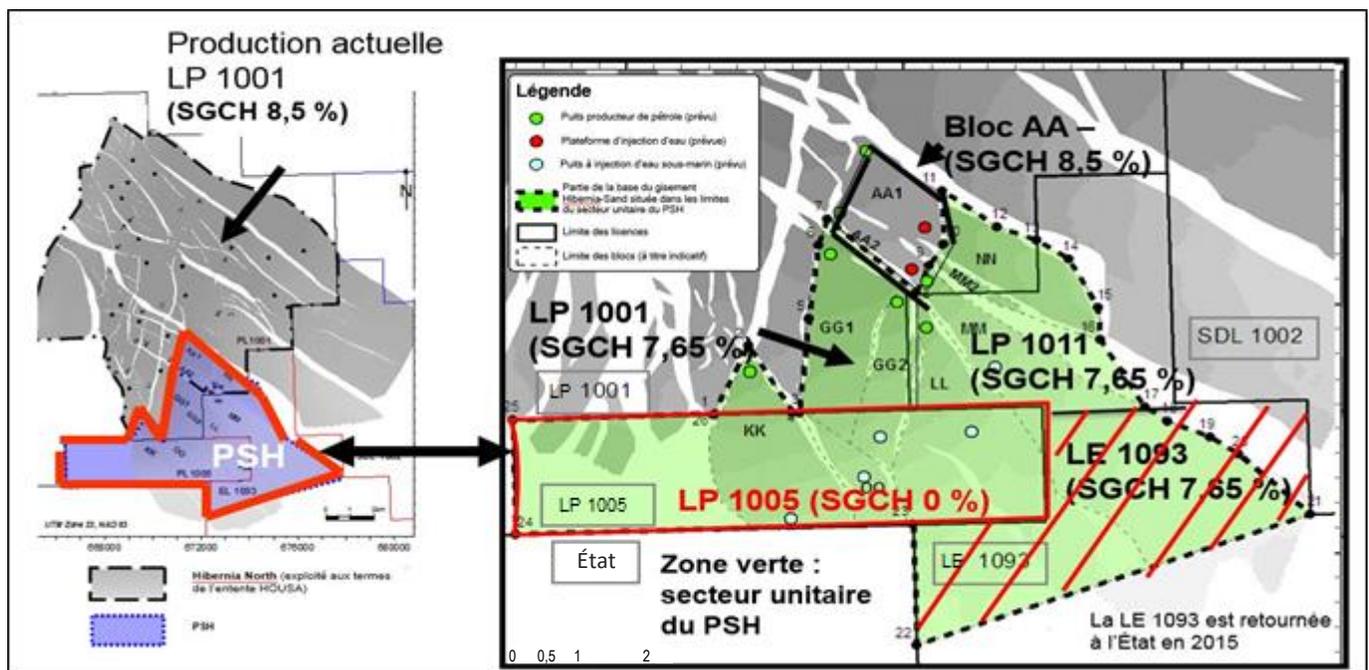
La SGCH détient plusieurs participations directes dans différents secteurs du champ Hibernia. Le champ Hibernia est divisé en zones de licence, et certaines d'entre elles font l'objet d'une exploitation en commun³. Dans l'ensemble, la SGCH détient une participation directe de 8,5 % dans le champ principal d'Hibernia ainsi qu'une participation directe actuelle de 5,63 % dans le secteur unitaire du prolongement sud d'Hibernia (le « secteur unitaire du PSH »). La participation directe de la SGCH dans le secteur unitaire du PSH est soumise à des ajustements (ainsi que celle de tous les autres participants au secteur unitaire du PSH) conformément à l'entente du secteur unitaire du PSH. La SGCH détient une participation directe de 8,5 % dans la partie du champ pétrolifère Hibernia visée par la licence de production LP 1001 (LP), qui avait été approuvée au départ pour la mise en valeur du projet et qui apparaît en gris à gauche à l'intérieur des pointillés dans le tableau ci-dessous. La SGCH détient également une participation directe de 8,5 % dans le bloc AA, représentée en gris dans le tableau de droite ci-dessous. Les autres propriétaires de ces zones visées par la licence LP 1001 (champ principal) sont

³ L'exploitation en commun est une pratique courante dans le secteur pétrolier, selon laquelle les propriétaires conviennent par entente contractuelle de mettre en commun la production, les coûts et les investissements liés à des terrains et à des actifs ayant plusieurs propriétaires dans le but de coordonner la mise en valeur d'un même réservoir ou bassin

ExxonMobil (33,125 %), Chevron (26,875 %), Suncor (20,0 %), Murphy (6,5 %) et Equinor (5,0 %). Les propriétaires du champ principal sont aussi propriétaires de la Société d'exploitation et de développement d'Hibernia Itée (la « SEDH ») et de la plateforme à embase-poids et des installations connexes selon leur quote-part respective du champ principal.

L'exploitation en commun d'une partie de la LP 1001, de la LP 1011 (à l'origine, la LE 1093) et de la LP 1005 a donné lieu à la création du secteur unitaire du prolongement sud d'Hibernia (le « secteur unitaire du PSH »). Les terrains du secteur unitaire du PSH liés à la formation Hibernia Sands et la participation directe respective de la SGCH dans chaque licence sont illustrés dans la partie en vert sur le côté droit du diagramme ci-après.

La participation directe initiale de la SGCH dans le secteur unitaire du PSH était de 5,08482 % et a été ajustée par la suite à 5,7265 % le 1^{er} décembre 2015, par suite du premier ajustement périodique, et à 5,62665 % le 1^{er} mai 2017, par suite du deuxième ajustement périodique. Bien que la participation directe de la SGCH dans le secteur unitaire du PSH varie, sa participation directe dans chaque licence prise individuellement ne varie pas. L'entente du secteur unitaire du PSH précise le processus et le calendrier de tous les ajustements à apporter à la participation directe des propriétaires dans le secteur unitaire du PSH au fil du temps.



Note 1 : Le champ principal est composé de la zone de production existante visée par la licence de production LP 1001 (participation de 8,5 % de la SGCH) indiquée en gris dans le schéma de gauche ci-dessus ainsi que la partie du bloc AA (participation de 8,5 % de la SGCH) du secteur unitaire du PSH indiquée en gris dans le schéma de droite.

Note 2 : Le secteur unitaire du PSH au niveau du Hibernia Sands apparaît en vert dans le schéma de droite ci-dessus.

Note 3 : Une partie de la licence d'exploration LE 1093 a été convertie en licence de production LP 1011. La zone restante est arrivée à expiration, comme le montre la partie hachurée du schéma.

Le secteur unitaire du PSH a vu le jour en raison du forage de développement qui a mis en évidence que le contact pétrole-eau était de loin inférieur à ce qui avait été prévu à l'origine, et les limites du champ s'étendaient dans la zone visée par la LP 1005, cette dernière n'étant pas détenue par les mêmes propriétaires que le reste du champ.

Les négociations sur les modalités au titre des impôts, des avantages et de la participation de la province. Ces négociations ont été conclues le 16 février 2010 et ont donné lieu à une prise de participation directe de Nalcor de 10 % dans certaines zones définies du secteur unitaire. La participation de Nalcor provenait d'une contribution proportionnelle de chacun des propriétaires du projet Hibernia.

La SEDH exploite ce projet pour le compte des propriétaires, et Exxon Mobil Corporation fournit, aux termes d'un contrat, le personnel de gestion et le personnel administratif et technique. Le secteur unitaire du PSH est exploité d'une manière analogue. Bien que les opérations quotidiennes du champ pétrolifère soient gérées par ExxonMobil, tous les propriétaires jouent un rôle actif dans les processus décisionnels.

Toutes les activités entreprises à ce jour et visées par le présent résumé du plan d'entreprise s'inscrivent dans le mandat de la SGCH.

2.0 Aperçu des activités de 2020

Pour 2020, les paiements de dividendes devraient se chiffrer à 74 millions de dollars. À titre comparatif, le plan de 2020 estimait qu'il n'y aurait pas de versement de dividendes en sus du versement de dividendes de 7 millions de dollars effectué en mars 2020 en raison des incertitudes liées à la volatilité des prix du pétrole et à la pandémie de COVID-19.

Pour 2020, la SGCH prévoit des ventes de pétrole brut de 162 millions de dollars, des produits nets tirés du pétrole brut de 121 millions de dollars et un bénéfice net de 22 millions de dollars (voir le Tableau II). À 162 millions de dollars, les ventes de pétrole brut sont de 21 % plus élevées que ce qui était prévu dans le plan, soit des ventes de 134 millions de dollars. La hausse s'explique par l'augmentation de 24 % du prix moyen réalisé par la SGCH de 51 \$ CA (41 \$ US) le baril de pétrole, contre les 41 \$ CA (30 \$ US) le baril de pétrole prévus dans le plan. Les volumes de production moyenne de la SGCH excédaient de 3 % les volumes prévus dans le plan. Le prix du Brent daté a remonté plus vite que prévu après les confinements attribuables à la pandémie de COVID-19 et la guerre des prix du pétrole entre l'Arabie saoudite et la Russie.

Pour 2020, sur une base cumulée, il est prévu que les redevances et la participation au bénéfice net, soit 41 millions de dollars, seront supérieures de 18 % aux 35 millions de dollars estimés dans le plan en raison de la hausse de 21 % des ventes de pétrole brut contrebalancée en partie par une réduction plus importante que prévu des paiements liés aux redevances et à la participation au bénéfice net en raison de la faiblesse des prix du pétrole.

Alors que les taux de redevances nets contractuels de la SGCH varient de 30 % à 50 % (prélevés sur les produits diminués des déductions de coûts) selon les prix du pétrole WTI et la zone visée par les redevances, la majeure partie des produits nets de la SGCH est assujettie au taux de redevances net de 30 %. Une « redevance nette » signifie que le taux de redevances est multiplié par le « produit net de transfert », qui correspond essentiellement aux ventes de pétrole brut moins les déductions de coûts admissibles. Le taux contractuel de participation au bénéfice net de la SGCH est de 10 % et est également prélevé sur les produits d'exploitation nets (ventes de pétrole brut moins les déductions de coûts admissibles) issus du champ principal visé par la licence de production LP 1001, bien qu'il diminue dans un contexte marqué par la faiblesse des prix du

pétrole (généralement lorsque le prix du Brent daté est inférieur à 60 \$ US le baril) selon un facteur d'indexation des prix du pétrole.

Le total des charges d'exploitation et des charges administratives de 2020, à 87 millions de dollars, est conforme au plan.

La SGCH continue de faire confiance à la façon dont la SEDH s'acquitte de ses responsabilités en matière de sûreté, de sécurité, de santé et d'environnement et à son personnel, ses processus et son équipement. En 2020, un incident avec arrêt de travail est survenu au champ Hibernia. Il s'agit du premier incident avec arrêt de travail au champ Hibernia depuis 2013.

En 2020, la production d'Hibernia a été arrêtée par suite d'un dépassement du rejet d'eau produite survenu lors du reflux d'un puits nouvellement foré, ce qui a donné lieu à un important rejet d'hydrocarbures le 19 juillet. Aucune incidence n'a été reportée sur la faune. Il s'agit là d'un événement malheureux; la SGCH a très bien réagi et a réduit son incidence au minimum.

3.0 Objectifs pour 2021

Les principaux objectifs commerciaux de la SGCH pour 2021 sont de dégager un rendement opérationnel et financier conforme au plan d'entreprise, de prendre part à la première réévaluation de la participation directe dans le secteur unitaire pour décider de la solution adéquate à adopter, d'aider l'exploitant à optimiser la valeur tirée de la plateforme et de la mise en valeur future des ressources dans des zones comme les formations du BNA et de Catalina, de surveiller les risques et de superviser les décisions se rapportant à la commercialisation et au transport du pétrole brut ainsi que de surveiller les risques liés au crédit et au transport maritime (y compris les stratégies d'atténuation) et de s'assurer que la capacité des pétroliers soit suffisante.

4.0 Commercialisation et transport

La SGCH vend généralement les cargaisons de pétrole brut d'Hibernia en fonction du cours de référence du pétrole brut Brent daté, en dollars américains, plus ou moins un écart de prix qui reflète les conditions actuelles du marché. La SGCH continue de recourir à Suncor comme agent de commercialisation et elle participe au Suncor Marketing Group (le « SMG »).

Le système Basin Wide Transportation and Transshipment System (BWTTS) génère des économies de coûts et des gains d'efficacité pour tous les participants au BWTTS, notamment la SGCH. Aux termes de ce système, les participants au BWTTS (neuf sociétés productrices exploitant trois⁴ champs pétrolifères au large de la côte Est du Canada en 2020) se partagent des pétroliers-navettes pour le transport du pétrole jusqu'au terminal de Newfoundland Transshipment Ltd (« NTL »).

⁴ La production du champ Terra Nova a été interrompue en décembre 2019 et le champ n'a pas produit en 2020. Il s'agissait auparavant du 4e champ en production.

5.0 Risques

Le présent plan d'entreprise tient compte des incertitudes normales liées aux prix du pétrole brut, aux cours de changes, aux dépenses d'investissement, aux charges d'exploitation et au rendement des gisements.

Les principaux risques financiers comprennent la volatilité des cours du pétrole; la volatilité du cours de change du dollar américain par rapport au dollar canadien; la volatilité des taux d'intérêt; le risque de crédit découlant des contreparties aux ventes de pétrole et à la trésorerie et aux placements à court terme de la SGCH; et la suffisance des fonds liés à l'abandon.

Les principaux risques non financiers comprennent les risques opérationnels et techniques liés à l'exploitation pétrolière extracôtière (notamment la complexité des forages et les risques liés à la production, l'inexactitude des estimations des réserves et les conditions climatiques difficiles); les risques liés à la sécurité et à l'environnement, y compris la pollution; les risques liés au transport maritime; les risques liés à la réglementation; les risques liés à la cybersécurité et aux TI; la disponibilité des assurances liées aux risques susmentionnés; et la perte de personnel clé.

La SGCH a accepté le risque de volatilité des prix du pétrole en participant chaque année à de multiples (20+) ventes de cargaisons dans le cadre de son entente de commercialisation conjointe avec Suncor, lequel prévoit des mesures d'atténuation naturelles, et en maintenant des réserves de trésorerie appropriées. La SGCH surveille la volatilité des prix du pétrole.

6.0 Section financière

Les volumes des ventes estimées de la SGCH totalisent 3,10 millions de barils en 2021, soit un volume de 2 % inférieur aux prévisions de 2020 qui étaient de 3,15 millions de barils. La diminution des volumes de ventes s'explique par la baisse de 7 % de la quote-part de la SGCH dans les volumes de production quotidiens moyens partiellement compensée par les écarts temporaires dans la vente de cargaisons.

La quote-part de la participation directe de la SGCH dans la production est estimée à environ 8 494 barils de pétrole par jour en 2021, soit 7 % de moins que les prévisions moyennes de 9 123 barils de pétrole par jour pour 2020. Sur la base de la quote-part nette de la SGCH, la production du secteur unitaire du PSH devrait comprendre 28 % de la participation directe totale dans la production en 2021, en baisse par rapport à 32 % en 2020.

Le prix moyen réalisé du pétrole par la SGCH en dollars américains devrait augmenter de 18 % (15 % en dollars canadiens) en 2021, pour atteindre 45 \$ US le baril contre 38 \$ US le baril en 2020.

La diminution de 2 % des volumes de ventes et l'augmentation de 15 % du prix réalisé du pétrole canadien donnent lieu à une hausse de 13 % des ventes de pétrole brut d'un exercice à l'autre en 2021 (183 millions de dollars) par rapport à 2020 (162 millions de dollars).

Il est présumé dans le plan de 2021 que le taux moyen combiné effectif des redevances et de la participation au bénéfice net (total des charges liées aux redevances et à la participation au bénéfice net en pourcentage des ventes de pétrole brut) est de 29 % en 2021 comparativement

au taux de 25 % établi dans les prévisions de 2020. La hausse en 2021 découle de la diminution des coûts déductibles des produits aux fins des calculs des redevances et de la participation au bénéfice net, notamment une diminution de 32 % des dépenses d'investissement.

Aucune variation importante des charges ne figure dans le plan de 2021 par rapport aux charges prévues en 2020, le total des charges prévues se chiffrant à 85 millions de dollars pour 2021, contre 87 millions de dollars en 2020. La diminution de 5 millions de dollars, ou de 32 % (11 millions de dollars), en 2021 des dépenses d'investissement prévues par rapport aux prévisions de 2020 (16 millions de dollars) s'explique par l'arrêt de l'appareil de forage d'Hibernia, où aucun nouveau puits ne sera foré en 2021.

Pour 2021, on prévoit des dividendes de 47 millions de dollars, soit une baisse de 27 millions de dollars par rapport aux 74 millions de dollars prévus pour 2020. La diminution est essentiellement attribuable aux variations du fonds de roulement, étant donné que les chiffres de 2020 comprenaient un important solde au titre du recouvrement de comptes débiteurs liés à des ventes de pétrole brut de 2019, entraînant une diminution de 28 millions de dollars de la trésorerie au titre des variations du fonds de roulement. Ces facteurs contrebalancent largement la diminution des dépenses d'investissement et la hausse des produits qui auraient autrement entraîné une hausse des dividendes en 2021.

7.0 Structure organisationnelle

Depuis sa création en 1993, la SGCH emploie quelques professionnels chevronnés du secteur de l'énergie. À la clôture de l'exercice 2020, la SGCH compte avoir huit professionnels permanents et à temps partiel (6,5 équivalents à temps plein ou ÉTP), et un sous-traitant à temps partiel. En 2021, la SGCH prévoit ajouter un employé (0,5 ÉTP) se rapportant au contrôleur, ce qui porte le nombre prévu d'employés à neuf à la clôture de l'exercice 2021 (7,0 ÉTP), et un sous-traitant à temps partiel.

8.0 Normes internationales d'information financière (IFRS)

La SGCH prépare ses états financiers selon les Normes internationales d'information financière (International Financial Reporting Standards, ou « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2010.

Les tableaux I, II et III sont joints au présent plan d'entreprise.

Société de gestion Canada Hibernia
États de la situation financière pro forma
31 décembre 2019 à 2025
En millions de \$ CA

Tableau I

	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Actifs								
Actifs courants								
Trésorerie et placements à court terme	68,70	118,63	60,87	60,74	60,67	60,19	60,80	60,24
Débiteurs	56,21	11,43	20,44	30,36	5,55	5,55	5,55	5,55
Charges payées d'avance	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Stocks	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Total des actifs courants	125,79	130,94	82,19	91,98	67,10	66,62	67,23	66,67
Immobilisations corporelles								
Installations et puits du projet Hibernia, au coût	582,62	602,12	601,40	612,19	632,53	664,13	691,98	721,74
Actifs locatifs au titre de droits d'utilisation	20,66	17,07	17,00	13,48	9,96	11,44	7,92	4,40
Moins épuisement et amortissement cumulés	(402,30)	(455,03)	(453,03)	(502,97)	(542,26)	(578,78)	(623,33)	(671,55)
Immobilisations corporelles nettes	200,98	164,16	165,37	122,70	100,23	96,79	76,57	54,59
Autres actifs								
Actif d'impôt différé	—	—	—	—	—	—	—	—
Fonds entières	8,50	10,50	8,50	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30
Fonds pour abandon et risques	151,07	162,63	162,62	173,22	183,89	194,64	205,46	216,36
Total des autres actifs	159,57	173,13	171,12	183,52	194,19	204,94	215,76	226,66
	486,34	468,23	418,68	398,20	361,52	368,35	359,56	347,92
Passifs et capitaux propres								
Passifs courants								
Créditeurs et charges à payer	26,33	8,23	11,29	13,87	6,68	6,68	6,68	6,68
Impôts sur le résultat exigibles	(4,17)	(1,61)	(4,27)	(4,25)	(4,24)	(4,23)	(4,23)	(4,22)
Total des passifs courants	22,16	6,62	7,02	9,62	2,44	2,45	2,45	2,46
Autres passifs								
Obligations locatives	20,79	16,85	17,35	13,92	10,42	11,87	8,27	4,67
Passif d'impôt différé	—	—	—	—	—	—	—	—
Passif relatif au démantèlement	147,81	150,51	151,00	152,66	154,40	156,23	158,15	160,17
Total des autres passifs	168,60	167,36	168,35	166,58	164,82	168,10	166,42	164,84
Capitaux propres								
Résultats non distribués	295,58	294,25	243,31	222,00	194,26	197,80	190,69	180,62
Total des capitaux propres	295,58	294,25	243,31	222,00	194,26	197,80	190,69	180,62
	486,34	468,23	418,68	398,20	361,52	368,35	359,56	347,92

Société de gestion Canada Hibernia
États des résultats et des résultats non distribués pro forma
Exercices clos les 31 décembre 2019 à 2025
En millions de \$ CA

Tableau II

	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Produits								
Ventes de pétrole brut	246,05	133,88	161,52	182,70	156,56	157,40	199,29	223,49
Redevances	(61,33)	(28,76)	(34,34)	(43,83)	(32,88)	(31,48)	(45,84)	(51,40)
Participation au bénéfice net	(17,15)	(6,02)	(6,59)	(9,15)	(7,20)	(7,24)	(9,96)	(13,41)
Produits nets tirés du pétrole brut	167,57	99,10	120,59	129,72	116,48	118,68	143,49	158,68
Produits d'intérêts	4,82	2,58	2,96	1,22	1,11	1,19	1,26	1,34
Revenus tirés de droits d'utilisation et de mise en œuvre, montant net	1,81	2,32	1,80	1,35	1,35	1,26	1,26	1,17
Total des produits	174,20	104,00	125,35	132,29	118,94	121,13	146,01	161,19
Charges								
Exploitation des champs	22,90	18,28	21,16	20,09	22,28	19,47	21,86	20,29
Transport et commercialisation	4,54	5,84	5,99	6,05	4,79	4,46	5,41	5,84
Administration	3,13	3,47	3,25	3,25	3,27	3,65	3,66	3,66
Épuisement et amortissement	49,79	56,32	54,39	53,46	42,81	40,04	48,07	51,74
Désactualisation	2,69	2,70	1,58	1,66	1,74	1,83	1,92	2,02
Charges d'intérêts	0,55	0,47	0,46	0,37	0,30	0,25	0,20	0,20
Autres	1,04	–	(0,10)	–	–	–	–	–
Total des charges	84,64	87,08	86,73	84,88	75,19	69,70	81,12	83,75
Bénéfice net avant impôts	89,56	16,92	38,62	47,41	43,75	51,43	64,89	77,44
Impôt sur le résultat								
Impôt sur le résultat différé	17,74	–	–	–	–	–	–	–
Impôt exigible	26,18	11,25	16,89	21,72	16,49	18,89	23,00	27,51
Total de l'impôt sur le résultat	43,92	11,25	16,89	21,72	16,49	18,89	23,00	27,51
Bénéfice net	45,64	5,67	21,73	25,69	27,26	32,54	41,89	49,93
Résultats non distribués								
À l'ouverture de l'exercice	300,94	295,58	295,58	243,31	222,00	194,26	197,80	190,69
Dividendes	(51,00)	(7,00)	(74,00)	(47,00)	(55,00)	(29,00)	(49,00)	(60,00)
À la clôture de l'exercice	295,58	294,25	243,31	222,00	194,26	197,80	190,69	180,62

Société de gestion Canada Hibernia
États des flux de trésorerie pro forma
Exercices clos les 31 décembre 2019 à 2025
En millions de \$ CA

Tableau III

	Chiffres réels 2019	Plan 2020	Prévisions 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	Plan 2024	Plan 2025
Activités d'exploitation								
Bénéfice net de l'exercice	45,64	5,67	21,73	25,69	27,26	32,54	41,89	49,93
Épuisement et amortissement	49,79	56,32	54,39	53,46	42,81	40,04	48,07	51,74
Désactualisation	2,69	2,70	1,58	1,66	1,74	1,83	1,92	2,02
Intérêts (montant net)	(4,42)	(2,58)	(2,50)	(0,85)	(0,81)	(0,94)	(1,06)	(1,14)
Charge d'impôt sur le résultat	43,92	11,25	16,89	21,72	16,49	18,89	23,00	27,51
Activités liées à l'abandon	(2,08)	(1,37)	(1,40)	–	(1,22)	(3,15)	(1,83)	(2,62)
Impôts sur le résultat payés	(26,86)	(8,69)	(16,99)	(21,70)	(16,48)	(18,88)	(23,00)	(27,50)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(21,89)	26,68	20,73	(7,34)	17,62	–	–	–
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	86,79	89,98	94,43	72,64	87,41	70,33	88,99	99,94
Activités d'investissement								
Installations et puits du projet Hibernia	(34,16)	(18,13)	(15,77)	(10,79)	(19,12)	(28,45)	(26,02)	(27,14)
Intérêts reçus	4,82	2,58	2,96	1,22	1,11	1,19	1,26	1,34
Fonds entiers	–	(2,00)	–	(1,80)	–	–	–	–
Fonds pour abandon et risques	(14,35)	(11,56)	(11,55)	(10,60)	(10,67)	(10,75)	(10,82)	(10,90)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(0,14)	–	–	–	–	–	–	–
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(43,83)	(29,11)	(24,36)	(21,97)	(28,68)	(38,01)	(35,58)	(36,70)
Activités de financement								
Paiement d'obligations locatives	(4,27)	(3,94)	(3,90)	(3,80)	(3,80)	(3,80)	(3,80)	(3,80)
Dividendes versés à la CDEV	(51,00)	(7,00)	(74,00)	(47,00)	(55,00)	(29,00)	(49,00)	(60,00)
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(55,27)	(10,94)	(77,90)	(50,80)	(58,80)	(32,80)	(52,80)	(63,80)
Variation de la trésorerie	(12,31)	49,93	(7,83)	(0,13)	(0,07)	(0,48)	0,61	(0,56)
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice	81,01	68,70	68,70	60,87	60,74	60,67	60,19	60,80
Trésorerie à la clôture de l'exercice	68,70	118,63	60,87	60,74	60,67	60,19	60,80	60,24

ANNEXE D

*La Corporation de financement
d'urgence d'entreprises du Canada*

*Canada Enterprise
Emergency Funding Corporation*

LA CORPORATION DE FINANCEMENT D'URGENCE D'ENTREPRISES DU CANADA

Une filiale de la

CORPORATION DE DÉVELOPPEMENT
DES INVESTISSEMENTS DU CANADA

**RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE
de 2021 à 2025**

et

RÉSUMÉ DU BUDGET D'INVESTISSEMENT DE 2021

Décembre 2020

RÉSUMÉ DU PLAN D'ENTREPRISE DE LA CFUEC
TABLE DES MATIÈRES

1.0	RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE	3
2.0	MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE.....	4
3.0	GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION.....	6
4.0	RENDEMENT DE L'ENTREPRISE	7
5.0	OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CFUEC POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2021 À 2025.....	8
6.0	SECTION FINANCIÈRE.....	9

1.0 RÉSUMÉ ET PROFIL DE L'ENTREPRISE

En mai 2020, la Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC ») a été constituée pour procéder à la mise en œuvre d'un nouveau programme du gouvernement, le Crédit d'urgence pour les grands employeurs (le « CUGE »). La CFUEC est une filiale en propriété exclusive de la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV »), une société d'État fédérale. La CDEV relève du Parlement par l'intermédiaire du ministre des Finances.

Au moment de rédiger le plan de 2020, la CFUEC était toujours au stade de mise en place de ses capacités et de ses processus et n'avait pas encore eu d'interactions avec les emprunteurs éventuels du CUGE. Toutefois, depuis le lancement du CUGE vers la fin de mai 2020, la CFUEC a reçu des demandes de prêt d'emprunteurs potentiels, a procédé à des contrôles diligents préalables et à des analyses de plusieurs demandes de prêts et a consenti ses premiers prêts.

Les projections financières de la CFUEC n'ont pas été prises en compte en raison de la sensibilité des négociations avec les emprunteurs et les emprunteurs éventuels en ce qui a trait aux prévisions de pertes sur prêts. De plus, la taille prévue du programme de prêts est très difficile à établir avec certitude.

À l'automne 2020, la CFUEC a conclu des ententes pour ses deux premiers prêts, le premier s'élevant à 200 millions de dollars et le deuxième, à 120 millions de dollars. Les prélèvements totaux pour les prêts financés s'élevaient à 110 millions de dollars à la fin du mois de décembre.

2.0 MANDAT ET APERÇU DE L'ENTREPRISE

Mandat

La Corporation de financement d'urgence d'entreprises du Canada (la « CFUEC ») est une société d'État fédérale non mandataire constituée en mai 2020 et détenue en propriété exclusive par la Corporation de développement des investissements du Canada (la « CDEV »), sa société mère. La CFUEC est responsable de l'administration du crédit d'urgence pour les grands employeurs (le « CUGE »). L'objectif du CUGE est de contribuer à protéger les emplois canadiens, d'aider les entreprises canadiennes à affronter le ralentissement économique actuel et d'éviter, dans la mesure du possible, la faillite d'entreprises qui seraient autrement viables. Aux termes d'un décret émis à l'intention de la CFUEC le 10 mai 2020, les prêts consentis dans le cadre du CUGE sont accordés conformément aux modalités approuvées par le ministre des Finances.

Le conseil d'administration et l'équipe de direction de la CFUEC s'emploient à évaluer toutes les demandes de prêt conformément aux modalités du programme du CUGE et aux modalités approuvées par le ministre des Finances. L'approbation des prêts repose sur l'admissibilité du demandeur, les besoins en trésorerie du demandeur sur les douze prochains mois pour poursuivre ses activités sur la base de la continuité de l'exploitation et sur un examen de la dette et de la structure de capital existantes du demandeur pour structurer de manière appropriée le prêt dans le cadre du CUGE et obtenir des allègements et des dérogations des autres prêteurs. La lettre de mandat et la feuille de modalités reçues du ministère énoncent clairement les modalités devant être satisfaites aux fins d'approbation d'un prêt.

Aperçu des activités

La CFUEC est responsable de la réception et de l'analyse des demandes par rapport aux critères et aux modalités d'admissibilité approuvés par le ministre des Finances et de conclure et de financer des transactions conformément à ces modalités. Lorsqu'un emprunteur éventuel n'est pas en mesure de satisfaire à certaines exigences de la feuille de modalités et que des écarts par rapport à cette dernière sont donc jugés nécessaires, l'approbation du ministre est requise. Les évaluations et le traitement des demandes par la CFUEC pourraient être faits avec l'aide de cabinets d'experts-conseils compétents retenus par celle-ci.

La CFUEC a conclu une convention de financement avec Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre des Finances. Cette convention souligne de quelle manière la CFUEC est capitalisée. La CFUEC est financée au moyen de l'émission d'actions privilégiées en faveur du gouvernement.

La feuille de modalités pour le programme de CUGE comprend notamment les modalités générales suivantes :

- Le montant du prêt doit être d'au moins 60 millions de dollars;
- La garantie devra être partagée avec des prêteurs garantis existants sur une tranche de 20 % du montant du prêt;
- Pour toutes les avances sur prêt, une proportion de 80 % ne sera pas garantie et une proportion de 20 % le sera sur la base d'un nantissement partagé similaire aux facilités de prêt garanties existantes de l'emprunteur;
- Il sera possible d'effectuer des prélèvements sur une période d'un an à partir de la conclusion de la convention de prêt;
- Les restrictions sur l'utilisation du produit, en particulier les restrictions relatives au remboursement d'autres dettes, aux dividendes et aux rachats d'actions;
- Des bons de souscription seront reçus des emprunteurs cotés en bourse équivalant à une valeur nominale de 7,5 % du total des prêts s'ils sont remboursés au cours de la première année, et de 7,5 % additionnels s'ils ne sont pas remboursés au cours de la première année;
- Les sociétés fermées devront verser des frais liés aux prêts d'un niveau proportionnel à la valeur des bons de souscription qu'émettraient les emprunteurs dont les actions sont cotées en bourse;
- Pour les prêts non garantis, un taux d'intérêt de 5 % la première année, de 8 % la deuxième année et une hausse annuelle de 2 % par la suite; l'emprunteur peut capitaliser les intérêts pour les deux premières années (l'emprunteur verse des intérêts en nature en ajoutant les intérêts au solde du prêt, ou « paiement en nature »);
- Pour le prêt garanti, les modalités économiques et de remboursement sont conformes à celles des facilités de prêt garanties existantes;
- Une échéance de cinq ans dans le cas de la tranche non garantie du prêt.

3.0 GOUVERNANCE D'ENTREPRISE ET CONTEXTE D'EXPLOITATION

Le conseil d'administration de la CFUEC est responsable de la gouvernance générale de la Corporation et de l'embauche du président et chef de la direction, lequel est responsable des activités de la Corporation. Étant donné les volumes actuels de prêts, la CFUEC fait appel à des sous-traitants indépendants et aux employés en détachement de la CDEV pour l'aider à gérer le programme de prêts et les activités de la CFUEC.

Un protocole d'entente a été conclu entre la CDEV et la CFUEC. Celui-ci souligne les responsabilités de chaque partie pour aider à faire en sorte que la CFUEC soit en mesure de fournir le niveau de gouvernance et de présentation de l'information approprié pour permettre à la CDEV de satisfaire à ses obligations à titre de société d'État mère. Une convention de services est intervenue entre la CDEV et la CFUEC, laquelle présente les services que la CDEV fournira à la CFUEC pour l'aider à mettre en œuvre et à exécuter le programme de CUGE.

COVID-19

La CFUEC a été créée pour mettre en œuvre le CUGE et son orientation stratégique est donc influencée par la COVID-19. Ses activités ont été menées essentiellement dans un contexte de télétravail. Si la COVID-19 entraîne un accroissement des difficultés économiques pour les entreprises canadiennes, les résultats financiers de la CFUEC seront touchés de manière importante par l'augmentation des volumes de prêts et les pertes sur prêts qui en découlent. Cependant, il est prévu que la COVID-19 n'aura pas d'incidence directe sur les activités de la CFUEC au-delà de la demande de prêts dans le cadre du CUGE.

4.0 RENDEMENT DE L'ENTREPRISE

Évaluation des résultats de 2020

Le tableau ci-dessous présente notre rendement réel en 2020 comparativement aux objectifs énoncés dans le plan d'entreprise de 2020 à 2024 :

Objectifs de 2020	Résultats de 2020
Organisation des activités de la CFUEC	<p>La CFUEC était prête à recevoir des demandes d'information au sujet du CUGE le 26 mai 2020 après avoir aidé le gouvernement à mettre sur pied le programme.</p> <p>Un conseil d'administration et un président et chef de la direction ont été nommés. La CFUEC a approuvé des politiques administratives pour assurer une gouvernance appropriée de ses activités.</p> <p>Le site Web de la CFUEC a été lancé et celui de la CDEV a été mis à jour pour présenter de l'information sur la CFUEC.</p> <p>La CFUEC a élaboré un processus d'approbation des prêts.</p> <p>Les politiques et les procédures pour les activités, l'émission de prêts et le suivi ont été élaborées.</p> <p>Les employés de la CDEV ont fourni des services à la CFUEC pour lesquels la CDEV a facturé des frais de gestion, et la CDEV a été remboursée pour le paiement de certaines factures liées à la CFUEC.</p>
Traitement des demandes	<p>Entre le mois de mai et le début du mois de décembre, la CFUEC a reçu et traité 55 demandes de renseignements d'emprunteurs éventuels et a reçu 17 demandes de prêt en bonne et due forme.</p>
Approbation et émission des prêts	<p>Au 31 décembre 2020, deux engagements de prêt totalisant 320 millions de dollars avaient été accordés par la CFUEC; de ce montant, une tranche de 110 millions de dollars avait été prélevée par les emprunteurs.</p>
Surveillance et comptabilisation appropriée des prêts et des actifs connexes	<p>Au 31 décembre 2020, la CFUEC avait financé deux prêts. Le suivi des prêts se poursuit.</p>
Développement de systèmes pour gérer les prêts du portefeuille et présenter de l'information à leur égard	<p>La CFUEC a retenu les services de conseillers externes pour établir des normes comptables. Des procédures de suivi des prêts ont été mises en œuvre.</p>

5.0 OBJECTIFS ET STRATÉGIES DE LA CFUEC POUR LA PÉRIODE ALLANT DE 2021 À 2025

L'objectif premier de la CFUEC est de gérer le programme de CUGE au nom du gouvernement. Les principaux domaines d'activités pour le reste de 2020 et 2021 et les exercices subséquents sont les suivants :

- Gestion des demandes d'information des éventuels demandeurs
- Gestion de tous les aspects du programme de prêts du CUGE, y compris du contrôle diligent préalable des demandes de prêt et de la supervision du travail des conseillers juridiques et financiers
- Conclusion de conventions et financement des prêts approuvés
- Évaluation de toute demande d'avance de fonds subséquente des emprunteurs
- Examiner les demandes de consentement ou de modification des emprunteurs du CUGE et, le cas échéant, y accéder
- Préparer l'entreprise à gérer les besoins de restructuration des emprunteurs si nécessaire
- Évaluation et surveillance trimestrielles et périodiques de tous les emprunteurs et prêts
- Parachèvement de l'établissement des activités de la CFUEC par rapport à la taille du portefeuille.

Risques et mesures d'atténuation des risques

Le programme de CUGE comporte un niveau de risque élevé en fonction des modalités et des critères d'admissibilité établis par suite du décret émis à l'intention de la CFUEC. La CFUEC présente un faible niveau de tolérance au risque à l'égard des autres facteurs qu'elle peut contrôler ou sur lesquels elle peut exercer une influence. La CFUEC a une grande tolérance aux risques macroéconomiques et aux pertes financières éventuelles suivant les modalités du programme du CUGE, toutefois, elle surveillera les activités de son portefeuille de prêts afin de limiter toute perte sur les prêts consentis.

6.0 SECTION FINANCIÈRE

Aperçu financier pour l'exercice 2020

Compte tenu de la nature sensible et confidentielle des projections financières pour 2020 et pour la période visée par le plan, ces dernières n'ont pas été incluses. La CFUEC publiera des états financiers individuels pour 2020 après le dépôt de son rapport annuel. Elle publiera ses états financiers trimestriels à compter du premier trimestre de 2021.

Information financière et autres informations

La société mère de la CFUEC, la CDEV, a entrepris une analyse pour déterminer si celle-ci contrôlait la CFUEC selon les critères de l'IFRS 10 à des fins comptables. La CDEV a conclu que ce n'était pas le cas. La CFUEC a ensuite déterminé qu'elle établira ses états financiers selon les normes comptables pour le secteur public (les « NCSP »). La CFUEC publie sur son site Web les prêts qu'elle a approuvés.

Budget d'investissement

Les activités de la CFUEC ne sont pas hautement capitalistiques. À l'heure actuelle, la CFUEC n'a aucun plan d'investissement ou d'engagement de capitaux importants autres que les engagements de prêts.

Résultats prévus pour 2021

Résultats attendus	Indicateurs ou cibles de performance
Gérer les demandes des demandeurs	Toutes les demandes d'information obtiennent réponse en temps opportun
Évaluer les demandes d'avances ultérieures	La gestion est conforme aux modalités du prêt
Surveiller tous les prêts	Les rapports trimestriels et l'évaluation régulière de tous les prêts sont à jour